Réseau de transport d'électricité

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

Appel à contributions

15 juillet 2015

Table des matières

1. Exposé des motifs 4

2. Augmenter la concurrence sur le mécanisme d'ajustement en favorisant la participation de nouvelles capacités 5

2.1 Périmètre de mesure des effacements et expérimentation relative à la sous-mesure 5

2.1.1 Sous-mesure 5

2.1.2 Contrôle à la maille d'un ensemble de mesures 8

2.2 Permettre la participation simultanée d'un même site à plusieurs mécanismes de marché 9

2.3 Compléter le catalogue de méthodes pour le contrôle du réalisé 10

2.3.1 Courbe de référence établie par prévision 11

2.3.2 Homologation initiale et renouvellement 11

2.3.3 Incitations 13

2.3.4 Calendrier indicatif 13

3. Approfondir les modalités de participation des sites de soutirage au mécanisme d'ajustement : Introduction du modèle corrigé sur les sites RPD 14

3.1 Proposition d'évolution par rapport à l'existant 14

3.1.1 Périmètre d'applicabilité du modèle corrigé 14

3.1.2 Optionalité ou exclusivité 15

3.1.3 Modalités de prise en compte des volumes effacés 15

3.2 Calendrier indicatif 17

4. Finaliser les travaux relatifs à la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre : Faire évoluer le dispositif de service d'échange de blocs 19

4.1 Propositions d'évolution par rapport à l'existant 19

4.1.1 Prise en compte de la recommandation de la CRE 19

4.1.2 Simplification opérationnelle du dispositif d'échanges de blocs 20

4.1.3 Autres points d'évolutions 22

4.2 Calendrier indicatif 22

5. Evolution des flux financiers des règles MA-RE 23

5.1 Rappel du fonctionnement général du compte ajustements-écarts 23

5.2 Vers une intégration au CAE de l'ensemble des coûts et recettes relatifs à l'énergie d'équilibrage du système électrique 24

5.2.1 Coûts et recettes liés aux activations sur le mécanisme d'ajustement 24

5.2.2 Intégration des flux financiers relatifs aux réglages automatiques au CAE 24

5.2.3 Intégration des flux financiers relatifs aux écarts aux frontières et aux rattrapages au CAE 25

5.2.4 Synthèse 25

5.3 Allocation des charges et recettes du CAE aux responsables d'équilibre en écart 26

5.3.1 Matrice actuelle de règlement des écarts 26

5.3.2 Evolution du calcul de la tendance 27

5.3.3 Modification des incitations lors de prix négatifs 29

5.3.4 Utilisation d'un prix unique de référence pour le prix de règlement des écarts (« single price ») 30

5.3.5 Intégration des nouveaux flux financiers dans la formation du prix de règlement des écarts 34

5.4 Equilibre financier annuel du CAE 38

5.4.1 Facteurs conduisant à la nécessité d'un rééquilibre financier du CAE 38

5.4.2 Modalités d'équilibre financier du CAE 38

5.4.3 Evolution de la formule de rémunération des factures de reversement et réconciliation temporelle 39

5.4.4 Impact sur l'équilibre annuel du CAE des évolutions proposées aux §5.2 et §5.3 40

5.5 Publication 41

5.6 Calendrier indicatif 41

6. Autres 42

6.1 Clarifier les règles de préséance économique lors de l'activation d'une offre d'ajustement sur plusieurs plages de prix 42

6.1.1 Proposition d'évolution par rapport à l'existant 42
6.1.2 Calendrier indicatif 42
6.2 Faire évoluer les échanges de données entre RTE et les GRD dans le cadre du mécanisme d'ajustement 43
6.2.1 Gestion des périmètres d'ajustement RPD 43
6.2.2 Introduction d'un régime de mandat 44
Annexe 1. Evolution du service d'échanges de blocs – Processus à l'étude 45
1.1 Processus d'échanges de blocs 45
1.2 Conditions d'acceptation d'un programme d'échange de blocs 46

1. EXPOSE DES MOTIFS

Le 26 février 2015, la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») a approuvé une nouvelle version des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (« règles MA-RE »).

Dans sa délibération du 26 février 2015[1], la CRE a demandé à RTE de poursuivre les travaux engagés sur les règles MA-RE autour de trois axes principaux :

- Augmenter la concurrence sur le mécanisme d'ajustement en favorisant l'entrée de nouveaux acteurs ;
- Approfondir les modalités de participation des sites de soutirage au mécanisme d'ajustement ;
- Finaliser les travaux relatifs à la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre.

Par ailleurs, dans la délibération du 12 mars 2014 portant fixation du solde définitif du compte ajustements-écarts à atteindre pour l'année 2012, la CRE a recommandé à RTE de mettre en place un cadre de réflexion, en concertation avec les acteurs de marché, traitant de l'évolution de la gestion de l'ensemble des flux financiers relatifs à l'équilibrage.

Au-delà des recommandations de la CRE, RTE souhaite instruire la prise en compte de certaines dispositions du projet de code de réseau européen « Electricity Balancing »[2] dans le projet de règles MA-RE, à savoir le calcul du prix de règlement des écarts.

Enfin, RTE s'attachera à rationaliser et simplifier les processus relatifs à l'application des règles MA-RE afin de faciliter la participation des acteurs de marché et d'accroître la performance du mécanisme d'ajustement et du dispositif de responsable d'équilibre.

Pour atteindre ces différents objectifs, RTE a repris la concertation relative aux règles MA-RE dès le 21 janvier 2015 au sein du groupe de travail (« GT ») « Evolutions des règles MA-RE » de la Commission accès au marché (« CAM ») du CURTE. Les présentations faites dans le cadre de ce GT sont disponibles sur le site du CURTE[3].

Le présent document vise à recueillir les contributions des acteurs de marché sur les différents axes de travail susmentionnés afin d'adapter les règles MA-RE. La consultation sur le projet de texte devrait avoir lieu en octobre 2015 pour être en mesure de saisir la CRE en décembre 2015. Les acteurs de marché sont libres de présenter des éléments d'analyse dont le périmètre dépasse celui proposé dans le présent document.

RTE propose des éléments de calendrier dans la suite du document. Ceux-ci sont indicatifs et susceptibles d'évoluer d'ici la saisine de la CRE.

---

[1] http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/programmation-mecanisme-d-ajustement-responsable-d-equilibre3/consulter-la-deliberation

[2] https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.PDF

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

2. AUGMENTER LA CONCURRENCE SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT EN FAVORISANT LA PARTICIPATION DE NOUVELLES CAPACITES

2.1 Périmètre de mesure des effacements et expérimentation relative à la sous-mesure

2.1.1 Sous-mesure

La question de l'utilisation d'une sous-mesure pour évaluer un effacement de consommation a été abordée à de nombreuses reprises :

- en 2011, par Energy Pool dans le cadre du GT « Contrôle du réalisé », avec pour objectif de déterminer plus précisément les volumes effacés ; et
- en 2013, par Engie, dans le cadre de la concertation sur le mécanisme NEBEF, avec pour objectif de permettre à plusieurs opérateurs de valoriser des effacements sur un unique site de consommation.

Jusqu'ici, cette question n'a pas pu faire l'objet d'une instruction du fait du traitement de sujets prioritaires dans le cadre de la concertation (enrichissement du catalogue des méthodes de contrôle du réalisé, qualification des données des opérateurs d'effacement).

Remarquons tout d'abord qu'il s'agit d'une question transverse au mécanisme d'ajustement (MA), au mécanisme NEBEF et aux services système. Elle a été abordée dans le cadre de la concertation relative aux évolutions des règles MA-RE. RTE souhaite que son instruction soit cohérente dans les trois mécanismes. A ce titre, la consultation en cours de juillet 2015 relative à la prochaine évolution des règles services système inclut des modalités relatives à la sous-mesure.

Le contrôle des performances réalisé dans le cadre des services système se fait sur des mesures au pas dix secondes fournies par les acteurs de marché à la maille du site. Quant aux modalités de certification des volumes effacés, mises en œuvre dans le cadre du MA ou du mécanisme NEBEF, elles reposent sur les données de comptage des gestionnaires de réseau (donc d'une mesure au périmètre du site).

Pour autant, en application du décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité, les données produites ou collectées par un opérateur d'effacement peuvent être utilisées, lorsque les données des gestionnaires de réseau ne présentent pas les caractéristiques nécessaires à l'évaluation des volumes d'effacement de consommation. Dans ce cas, la mesure fournie par les opérateurs d'effacement peut être à la maille du site ou à la maille des usages effacés (modalités issues de la concertation NEBEF et qualification de données de 2014 et approuvées par le CRE fin 2014).

La mesure à la maille du site ou à la maille des usages effacés vise notamment à évaluer les effacements de consommation aux bornes du périmètre RPT/RPD et neutraliser les éventuels effets d'une compensation immédiate d'un effacement réalisé sur un sous-ensemble d'un site par un autre sous-ensemble du même site (exemple : production arrêtée sur une chaîne de production d'une usine, mais reprise par une autre chaîne de production identique du même site).

Conformément aux éléments rappelés ci-dessus, les règles en vigueur privilégient l'utilisation de

données de mesure à la maille des sites.

Depuis plusieurs années, certains opérateurs d'effacement soulignent lors des concertations que la mesure au périmètre des sites est une disposition de nature à restreindre les gisements accessibles, notamment dans le cas où les effacements sont réalisés sur des sous-ensembles « petits » par rapport à l'énergie consommée sur le périmètre total du site. Dans ce cas, le volume effacé peut être du même ordre de grandeur que la variabilité intrinsèque d'autres processus du site non concernés par l'effacement, rendant les méthodes de contrôle du réalisé inadaptées pour l'évaluation des volumes effacés, du fait de la perturbation de la mesure par un processus significatif et indépendant.

Aussi, une évolution permettant l'utilisation de données à un périmètre restreint à l'usage effacé pourrait élargir le gisement des effacements ayant accès aux mécanismes de marché (MA, mécanisme NEBEF ou services système).

Par ailleurs, les opérateurs d'effacement ont souligné que les transferts de consommation avant, après ou pendant un effacement de consommation ne doivent pas être traités à la maille des sites électriques. En effet la reprise de consommation en cas d'effacement peut autant se faire sur un autre site électrique que sur le même site électrique (exemple : effacements réalisés sur des usages connectés par un autre réseau que le réseau électrique (réseaux d'eau, réseaux de chaleur …). La question des transferts de consommation doit être traitée de manière différente qu'en imposant la mesure sur le périmètre du site électrique.

Les premières discussions initiées en groupe de travail avec les acteurs de marché ont permis d'identifier des conditions nécessaires pour l'utilisation de données à une maille inférieure au site :

1. montrer la nécessité d'utiliser une donnée à une maille inférieure au site ;
2. garantir l'indépendance électrique entre les différents usages mesurés et la partie non mesurée ;
3. disposer d'une qualification pour les données utilisées si ces données sont issues des acteurs de marché ;
4. contrôler la cohérence statistique entre la sous-mesure et les données de comptage sur plusieurs effacements ;
5. vérifier périodiquement les conditions précédentes.

Lors des groupes de travail, plusieurs acteurs ont émis des réserves quant au lancement d'une expérimentation relative à l'utilisation d'une sous-mesure. RTE considère que le sujet a été abordé à de nombreuses reprises comme pouvant faire émerger certaines flexibilités pour qu'il mérite une instruction dans le cadre de la concertation.

A ce stade, aucun exemple concret n'a cependant été exposé dans le cadre des groupes de travail (analyse qualitative et/ou quantitative) pour permettre une évaluation du bénéfice réel que peut apporter l'utilisation de la sous-mesure. RTE partage donc certaines interrogations, notamment concernant le gisement potentiel que pourrait faire émerger l'utilisation d'une sous-mesure.

Questions 1 :

Partagez-vous l'intérêt d'une telle expérimentation ?

Si oui, disposez-vous d'éléments quantitatifs permettant d'évaluer son intérêt ?

Les principes nécessaires proposés vous paraissent-ils satisfaisants ? Si non, souhaitez-vous en proposer d'autres ?

A ce stade, et dans le cas d'une poursuite de l'instruction, RTE propose la déclinaison suivante pour chacune des cinq conditions mentionnées ci-dessus.

Condition 1 :

- un dossier technique doit être transmis à RTE (comportant a minima une description des installations et montrant que l'ensemble des conditions décrites ci-après sont bien respectées sur la base de tests réalisés par l'opérateur d'effacement préalablement à sa demande) permettant de conclure objectivement à la nécessité d'engager le processus d'homologation de l'utilisation d'une sous mesure ;
- le recours à la sous-mesure est possible uniquement lorsque (i) la mesure à la maille des sites est perturbée par un processus indépendant et (ii) le recours à la sous-mesure améliore la qualité de l'estimation du volume effacé lors d'un effacement (proposition d'amélioration de la qualité de 20%) par rapport à l'application des méthodes de contrôle du réalisé disponibles appliquées à la consommation mesurée au périmètre des sites ; cette analyse est réalisée par un/des tests en comparant une valeur d'effacement déclarée préalablement au(x) test(s) et en comparant l'évaluation du volume issue de la sous-mesure et l'évaluation issue de la donnée à la maille du site ;
- par équivalence à la proposition précédente, l'utilisation de la sous-mesure n'est pas possible pour les capacités composées de multiples sites de même nature (les effets perturbateurs des sites s'annulent). La proposition de RTE est de fixer cette limite à 10 sites (i.e. : il n'est pas possible d'intégrer une sous-mesure à un agrégat composé de plus de neuf sites de même nature).

Condition 2 :

- une courbe de charge télérelevée à la maille site est disponible. Cette donnée est issue des dispositifs utilisés par les gestionnaires de réseau[4] ;
- une étude statistique préalable est nécessaire à l'utilisation effective de la sous-mesure dans le cadre des mécanismes de marché, pour valider l'indépendance entre chaque partie des sites mesurée par une sous-mesure et la partie des sites non mesurée par la sous-mesure.

Condition 3 :

- si la donnée est issue d'un dispositif opéré par un gestionnaire de réseau, aucune qualification de la donnée n'est requise ;

[4] Lorsqu'une donnée télérelevée par les gestionnaires de réseau au périmètre du site n'est pas disponible, l'utilisation d'une mesure par l'opérateur d'effacement reste possible. Elle n'entre donc pas dans le champ d'utilisation de la sous-mesure.

- si la donnée est issue d'un dispositif installé et opéré par l'opérateur d'effacement, alors une qualification identique à celle déjà mise en œuvre est nécessaire et les données doivent parvenir à RTE selon la même dynamique que la collecte des données de comptage de RTE (J+1).

Condition 4 :

- la capacité est activée au moins 10[5] fois par an ;
- l'utilisation de la méthode de contrôle du réalisé utilisée pour la capacité, appliquée sur les données de consommation mesurées au périmètre des sites et sur l'ensemble des effacements réalisés sur l'année doit conduire à une évaluation proche de l'énergie annuelle effacée telle qu'évaluée avec la sous-mesure.

Condition 5 :

- Les conditions 1 à 4 précisées ci-dessus font l'objet d'un contrôle périodique annuel.

Questions 2 :

Partagez-vous les propositions de déclinaison de RTE ?

Des déclinaisons supplémentaires des principes doivent elles être intégrées ?

Certaines déclinaisons doivent elle être assouplies ?

2.1.2 Contrôle à la maille d'un ensemble de mesures

Comme indiqué au paragraphe précédent, RTE constate qu'un transfert de puissance (ou énergie) peut avoir lieu entre deux sites distincts (volontairement ou non). Ce transfert peut conduire à une évaluation erronée de l'effacement réellement réalisé si l'effet de transfert n'est pas pris en compte.

A ce stade, RTE considère que l'instruction de ce sujet nécessite un approfondissement, alors que les données actuellement disponibles pour instruire ce sujet sont inexistantes. Ainsi, RTE propose d'intégrer à la prochaine version des règles la nécessité pour les opérateurs de mener une analyse qualitative des transferts de puissance/énergie possibles entre sites, pour les sites intégrés à son périmètre, et de déclarer à RTE les catégories de transferts identifiées (nature du transfert et importance).

Questions 3 :

Partagez-vous cette proposition ?

[5] RTE considère que le nombre d'activation minimum doit être égal au nombre maximum de sites identiques pouvant utiliser les modalités de sous-mesure au sein d'une capacité.

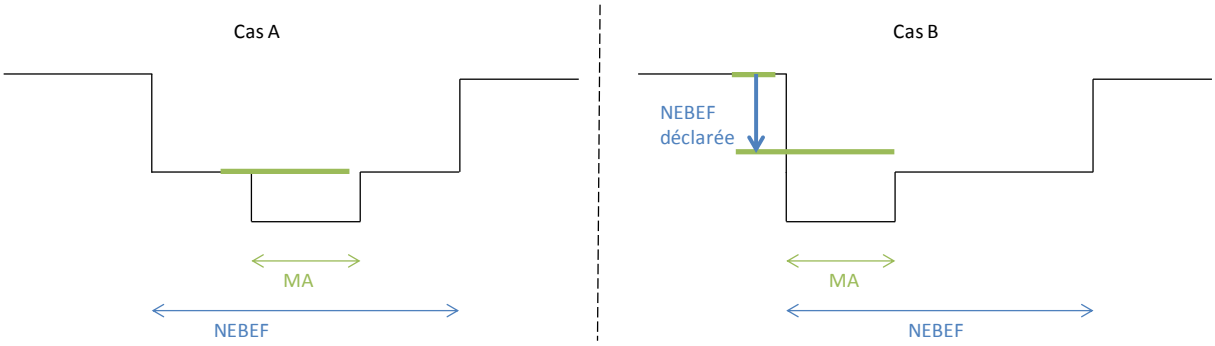
2.2 Permettre la participation simultanée d'un même site à plusieurs mécanismes de marché

Les règles en vigueur sur le MA et le mécanisme NEBEF permettent l'appartenance simultanée d'un site à une EDE et une EDA dans le périmètre d'un même acteur de marché. Cependant si sur un même pas de temps, un effacement est déclaré dans le cadre de NEBEF et un ajustement est activé par RTE sur le MA, les règles susmentionnées prévoient une mise à zéro des volumes réalisés au titre des deux mécanismes.

RTE propose dans les prochaines évolutions de règles MA-RE et NEBEF d'ouvrir à une participation simultanée à NEBEF et au MA pour les sites rattachés à un unique acteur de marché.

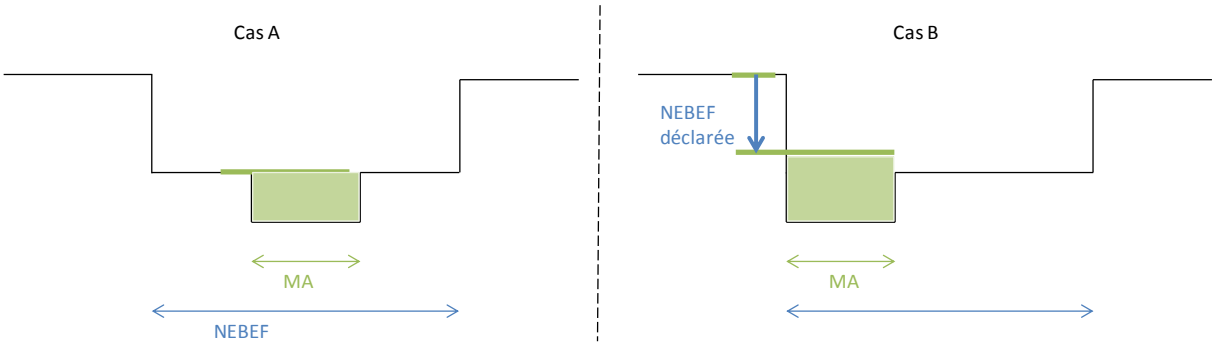
Dans ce cas, les périmètres de l'EDE et de l'EDA devraient être strictement identiques et les modalités de contrôle du réalisé seraient les suivantes :

1. Etablissement de la courbe de référence pour le MA selon la méthode de contrôle du réalisé en vigueur pour le MA et utilisée pour l'EDA. Lorsque la méthode utilisée sur le MA est le simple rectangle, la courbe de référence tient compte du volume déclaré pour la NEBEF si la période de prise de référence se situe préalablement à la NEBEF (cas B)[6].



Courbe de référence = courbe verte

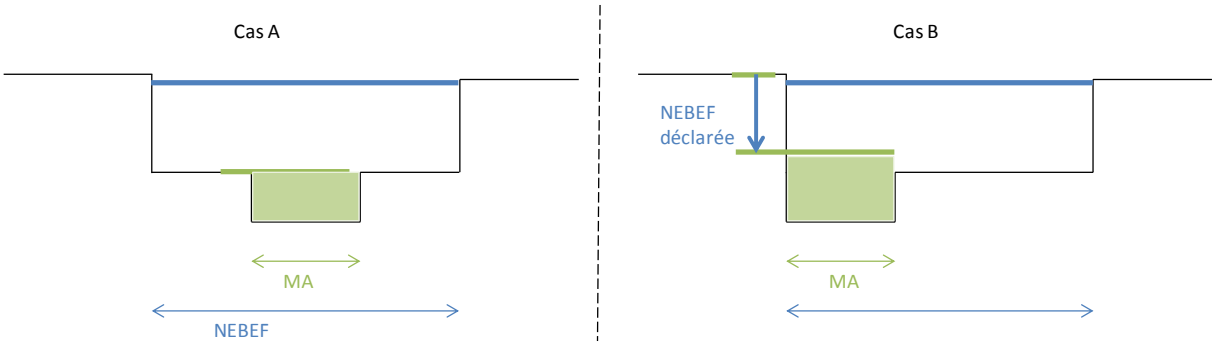
2. Calcul du volume réalisé sur le MA par différence entre le courbe de référence MA et la courbe de charge réalisée de l'EDA/EDE ;



Volume MA = aire verte

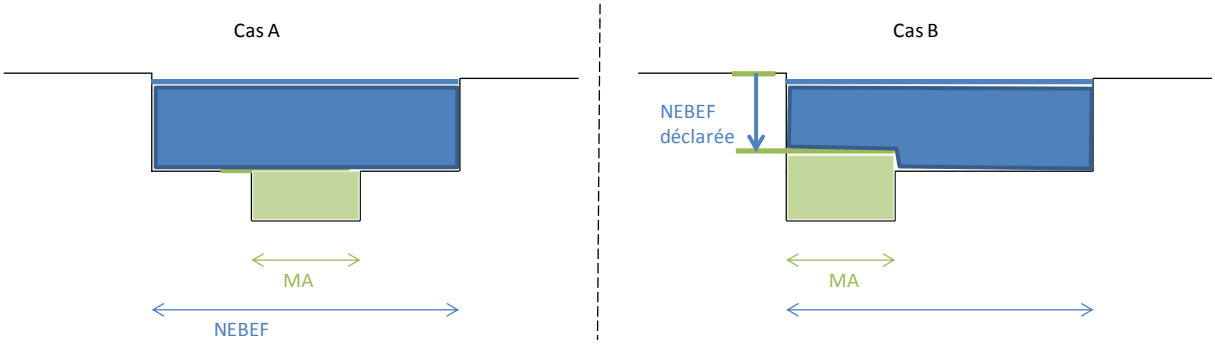
3. Calcul de la courbe de référence NEBEF selon la méthode de contrôle du réalisé en vigueur dans le cadre de NEBEF et utilisée pour l'EDE ;

[6] La situation pour laquelle la référence est sur la NEBEF alors que l'ajustement est postérieur à la NEBEF est déjà traitée : la courbe de référence est celle juste avant la NEBEF.



Courbe de référence NEBEF = courbe bleue

4. Calcul du volume réalisé dans le cadre de NEBEF par différence entre d'une part la courbe de référence NEBEF et d'autre part la courbe de charge réalisée de l'EDA/EDE et le volume réalisé dans le cadre du MA.



Volume NEBEF = aire bleue

RTE considère que la méthodologie proposée permet d'évaluer un volume réalisé sur le mécanisme d'ajustement tout en tenant compte du comportement du site en temps réel.

Questions 4 :

Partagez-vous l'intérêt de cette évolution ?

Si oui, considérez-vous que les modalités proposées sont satisfaisantes ?

2.3 Compléter le catalogue de méthodes pour le contrôle du réalisé

Au sein du GT « Contrôle du réalisé », de nouvelles méthodes de contrôle du réalisé ont été étudiées, en particulier dans le cadre de la participation des effacements au mécanisme NEBEF. La méthode de contrôle du réalisé par prévision de consommation (ci-après « méthode par prévision ») est entrée en vigueur en décembre 2014 avec NEBEF 2.0 ; la méthode de contrôle du réalisé par historique devrait être proposée lors de la prochaine évolution des règles NEBEF.

Ces méthodes visent à établir, pendant la durée d'un effacement, une courbe de référence[7] de la capacité effacée donnant une évaluation de la consommation qui aurait pu être observée sans effacement.

Seule la méthode du rectangle à simple référence est proposée pour le contrôle de l'ensemble des activations réalisées dans le cadre du MA sur des sites de soutirage (courbe de référence établie en fonction de la valeur de la courbe de charge réalisée sur le pas demi-horaire précédent le DMO et l'instant d'activation). Les ajustements réalisés dans le cadre du MA étant majoritairement de courte durée (de l'ordre d'une demi-heure), cette méthode donne des résultats satisfaisants. Elle atteint cependant ses limites lorsque le comportement des sites peut varier de façon significative sur une courte période (ex : aux instants de transition entre le profil de consommation « heures creuses » et le profil de consommation « heures pleines »).

RTE propose donc d'introduire la méthode par prévision dans le cadre du MA, en complément de la méthode du rectangle à simple référence et avec une déclinaison adaptée au MA.

Dans le cadre du mécanisme NEBEF, RTE a proposé que la prévision soit adressée à RTE au moins une semaine avant la réalisation, afin de limiter les risques de comportements opportunistes (déclaration, pendant une période de pic de prix, d'une consommation qui n'aurait pas eu lieu, puis valorisation de cette consommation fictive sur le mécanisme NEBEF). Cette contrainte n'a pas lieu d'être sur le MA, les activations relevant d'une décision de RTE.

2.3.1 Courbe de référence établie par prévision

RTE propose que les acteurs ayant recours à une méthode par prévision puissent :

- déclarer la courbe de référence à chaque guichet de mécanisme d'ajustement (guichets horaires) avec une précision au pas 5 minutes ;
- transmettre en temps réel les situations d'avarie fortuite conduisant à l'annulation totale de l'offre, afin que RTE puisse tenir compte, dans ses analyses, des aléas techniques pouvant survenir sur la capacité.

RTE propose également que la courbe de référence utilisée pour le contrôle du réalisé corresponde à la prévision transmise, sans adaptation de celle-ci (pas de recalage sur le réalisé notamment).

Dans le cas d'une activation, la dernière prévision reçue avant la transmission de l'ordre d'activation sera prise en compte.

2.3.2 Homologation initiale et renouvellement

RTE considère qu'une homologation est nécessaire pour qu'une EDA puisse accéder à un contrôle du réalisé par prévision de consommation.

RTE propose que les principes d'homologation soient les suivants :

- l'homologation est un préalable à toute utilisation de cette méthode de contrôle de réalisé sur le MA, avec une durée d'un mois pour l'homologation initiale. L'homologation initiale consiste, sur une période d'un mois, à transmettre les prévisions de consommation de l'EDA (cf. §2.3.1) pendant une durée d'au moins 20 jours hors périodes de fortuits déclarés et sans que cette courbe soit utilisée pour le contrôle du réalisé ;

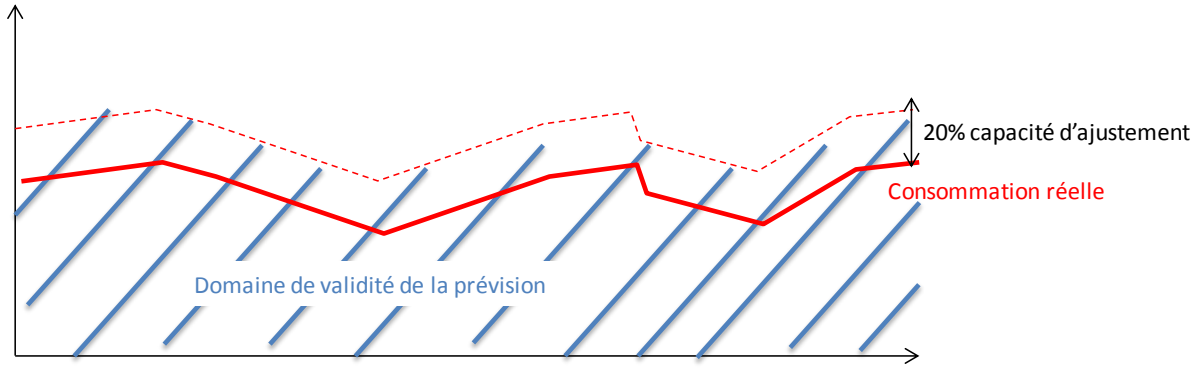
[7] Consommation hors effacement

- l'homologation est renouvelée mensuellement, sur la base des données collectées lors des périodes pour lesquelles des offres sont proposées sur les 3 derniers mois ;
- la perte de l'homologation conduit à une période de neutralisation de plusieurs mois, c'est-à-dire l'impossibilité pour les sites de la capacité d'être à nouveau intégré à une EDA ayant recours à une telle méthode pendant cette période.

Deux critères techniques sont identifiés à ce stade pour homologuer et renouveler l'homologation d'une capacité :

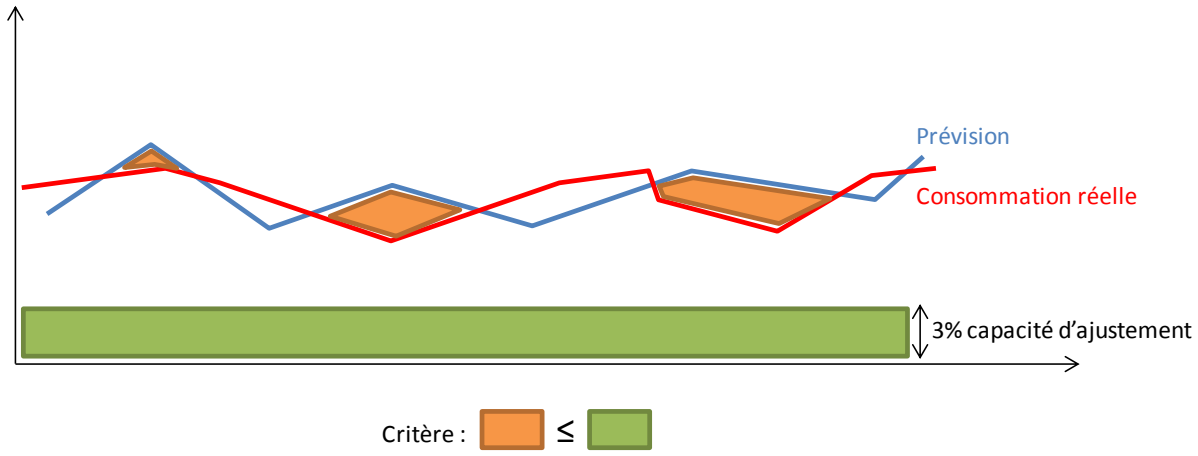
- un critère sur la précision de la prévision rapportée à la capacité d'ajustement (effectivement proposée sur le MA lorsqu'il s'agit d'un renouvellement de l'homologation) qui, sur chaque pas max(5 minutes ; données de comptage) doit rester inférieure au seuil de 20%, avec une tolérance pour le nombre d'excursions au delà de ce seuil égale à 30 pas max(5 minutes ; données de comptage) par mois (sans valeur absolue pour le critère[8]), ce qui correspond à une excursion par jour en moyenne.

$$Prévision \leq Consommation\ réelle + 20\%\ Capacité\ d'ajustement$$



- un critère sur le centrage de la prévision doit être précis à 3% (sans valeurs absolue) :

$$\frac{1}{période}\left(\sum_{période} \max(0; prévision - consommation)\right) \leq 3\%\ Capacité\ d'ajustement$$



[8] Pour les EDA souhaitant faire des offres à la baisse, la formule relative au centrage de la prévision devra être adaptée

La proposition de RTE est de ne pas effectuer d'adaptation de la prévision pour former la courbe de référence. En conséquence, l'absence de valeur absolue dans les contrôles techniques laisse la possibilité à l'acteur d'ajustement d'abaisser volontairement sa prévision pour qu'elle respecte les critères, lorsque celui-ci ne peut établir une prévision avec une précision suffisante pour respecter les critères proposés. Cette disposition permet à tout acteur de conserver l'homologation de la prévision moyennant une valorisation d'un volume d'effacement moins important.

La période proposée pour le calcul des critères de renouvellement varie de 1 à 3 mois, en fonction de la date d'homologation initiale. Ainsi, une capacité homologuée depuis une durée importante ne perd pas son agrément si sa prévision est mauvaise sur un seul mois.

2.3.3 Incitations

RTE propose que lorsque les critères d'homologation sont atteints à 50%, une pénalité s'applique sur les volumes valorisés (périodes d'activation) du mois M concerné.

Ainsi, lorsque le critère de tolérance dépasse 15 occurrences et/ou le critère de centrage dépasse 2 %, alors les volumes valorisés font l'objet d'une réduction de valorisation correspondant à la moyenne des surestimations de la prévision sur le mois concerné.

Ainsi, lorsque la prévision surestime trop la consommation, une révision des volumes valorisés permet de limiter le risque de surévaluation des volumes effacés.

2.3.4 Calendrier indicatif

Les orientations proposées dans ce paragraphe dépendent de la mise en service de nouveaux outils informatiques pour le contrôle du réalisé sur le MA. RTE prévoit que ces outils soient mis en service début 2017.

Ainsi, certaines évolutions pourraient être intégrées à la prochaine version des règles MA-RE (v8), avec une entrée en vigueur courant 2017.

Questions 5 :

Partagez vous l'intérêt de l'introduction de la méthode par prévision sur le MA ?

Considérez-vous les principes de déclinaison proposés satisfaisants ?

Sur les critères proposés, quelles valeurs de seuils proposeriez-vous (proposition argumentée) ?

Considérez-vous qu'il faudra par la suite élargir davantage le catalogue de méthodes disponibles sur le MA ?

3. APPROFONDIR LES MODALITES DE PARTICIPATION DES SITES DE SOUTIRAGE AU MECANISME D'AJUSTEMENT : INTRODUCTION DU MODELE CORRIGE SUR LES SITES RPD

3.1 Proposition d'évolution par rapport à l'existant

Le décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité dispose que, *« pour les sites dont elles précisent les caractéristiques, les règles [MA-RE] peuvent prévoir, en lieu et place de l'application de barèmes forfaitaires, que le versement est assuré, pour le compte de l'opérateur d'effacement, par le consommateur final. Le fournisseur de ce dernier lui facture, selon les modalités contractuelles en vigueur entre eux et sur la base de la part énergie du prix de fourniture, l'énergie qu'il aurait consommée en l'absence d'effacement, telle qu'elle est déterminée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité dans le cadre de la certification des volumes d'effacements prévue à l'article 5. […] »*.

Les règles MA-RE v7, entrées en vigueur le 1er avril 2015, déclinent ce modèle en corrigeant la courbe de consommation des sites du volume d'énergie effacée, déterminé selon la méthode de contrôle du réalisé. Ce modèle de versement, dit « modèle corrigé », s'applique aujourd'hui, de manière exclusive, à l'ensemble des sites de soutirage raccordés au RPT réalisant des effacements de consommation dans le cadre du mécanisme d'ajustement.

Suite aux demandes formulées par plusieurs acteurs lors de la concertation en 2014 et conformément aux engagements pris dans le rapport accompagnant la proposition de règles MA-RE v7 soumise à la CRE le 1er février 2015, RTE se propose d'instruire, dans le cadre de la concertation relative à la version 8 des règles MA-RE, la possibilité d'appliquer le modèle corrigé à certains sites raccordés au RPD.

L'instruction de cette évolution sera conduite de manière cohérente entre le mécanisme d'ajustement et le dispositif NEBEF.

3.1.1 Périmètre d'applicabilité du modèle corrigé

Le modèle corrigé introduit par RTE repose sur la correction de courbes de charge des sites de soutirage effacés. Les courbes de charge susmentionnées servent de support à la facturation, par les fournisseurs, de l'énergie consommée.

Cette facturation sur la base d'une énergie corrigée apparaît techniquement très complexe pour les sites profilés. Par ailleurs, pour les consommateurs ayant contractualisé une puissance souscrite inférieure à 36 kVA, la réglementation en vigueur n'autorise pas la facturation sur la base d'une consommation différente de celle mesurée. Par conséquent, RTE propose de restreindre l'application de ce modèle aux sites de soutirage télérelevés au sens de la section 2 des règles MA-RE, de puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA.

L'application du modèle corrigé impose de ventiler le volume réalisé à la maille de chaque site contribuant à l'ajustement. La méthode de ventilation reposant sur des clés de répartition statiques, appliquée aux EDA Soutirage Profilées, ne permet pas de fournir une estimation satisfaisante de l'effacement réalisé par chacun des sites constitutifs de l'EDA. Ainsi, RTE propose de ne pas appliquer le modèle corrigé à ces sites.

Par ailleurs, RTE propose de restreindre l'application du modèle corrigé aux sites disposant d'un CARD signé avec le gestionnaire de réseau de distribution.

La proposition de RTE vise donc à appliquer le modèle corrigé aux sites télérelevés titulaires d'un CARD et appartenant à une EDA Soutirage Télérelevée.

Question 6 :

La proposition de RTE sur la catégorie de sites RPD concernée par le modèle corrigé vous semble-t-elle adaptée ? Identifiez-vous des obstacles à l'application du modèle corrigé à ces sites ? Vous semble-t-il nécessaire d'élargir cette catégorie à d'autres sites ?

3.1.2 Optionalité ou exclusivité

Les règles MA-RE v7, entrées en vigueur le 1er avril 2015, introduisent trois modèles de versement : le modèle régulé prévoyant un versement de l'acteur d'ajustement vers le fournisseur d'électricité des sites effacés sur la base de barèmes forfaitaires, le modèle corrigé et le modèle contractuel.

La possibilité, pour un acteur d'ajustement, d'opter soit pour un modèle corrigé, soit pour un modèle régulé pourrait offrir des opportunités d'arbitrages saisonniers fondés sur la comparaison des barèmes forfaitaires et des tarifs de fourniture effectifs des sites effacés.

Par conséquent, RTE propose que, lorsque le modèle corrigé s'applique, il devienne exclusif.

Question 7 :

Estimez-vous que la proposition de RTE est satisfaisante ?

3.1.3 Modalités de prise en compte des volumes effacés

La mise en œuvre du modèle corrigé sur des sites de soutirage télérelevés disposant d'un contrat CARD requiert des traitements et échanges spécifiques entre RTE et les GRD visant, *in fine*, à ce que (i) les données transmises au fournisseur pour la facturation du client soient corrigées des effacements sur la base des volumes réalisés, (ii) le RE des sites effacés soit désinfluencé des effacements dans le calcul des écarts, (iii) le soutirage physique du RE soit calculé sur la base de la consommation hors bloc et (iv) la confidentialité de l'activité de l'acteur d'ajustement vis-à-vis des fournisseurs soit préservée.

Afin d'être en mesure de mettre en œuvre cette évolution dans des délais maitrisés, RTE propose un processus en trois étapes :

1. **Correction des courbes de charge sur la base des volumes d'effacement déclaratifs (activés par RTE) dans des délais compatibles avec la première transmission de données de consommation au fournisseur des sites effacés :**
    a. RTE estime des volumes d'effacement déclaratifs par site au modèle corrigé par ventilation du volume activé à la maille de l'EDA sur la base de clés de répartition statiques établies à partir de la capacité d'ajustement des sites constitutifs de l'EDA,
    b. RTE transmet ces volumes au GRD concerné,
    c. le GRD procède à la correction des courbes de charge télérelevées sur la base des volumes d'effacement déclaratifs et établit ainsi une courbe de charge ajustée,
    d. le GRD transmet des données de consommation ajustée aux fournisseurs des sites effacés ;

2. **Correction au réalisé et régularisation à la suite du contrôle du réalisé :**

    a. le GRD transmet à RTE les courbes de charge télérelevées des sites constitutifs de l'EDA,

    b. RTE procède au contrôle du réalisé à la maille de chacun des sites au modèle corrigé et établit des volumes d'effacement réalisés par site,

    c. RTE transmet ces volumes au GRD concerné,

    d. le GRD procède à la correction des courbes de charge télérelevées sur la base des volumes d'effacement réalisés et établit ainsi une courbe de charge ajustée,

    e. le GRD intègre ces nouvelles données de consommation ajustée dans le processus de régularisation vis-à-vis des fournisseurs des sites effacés ;

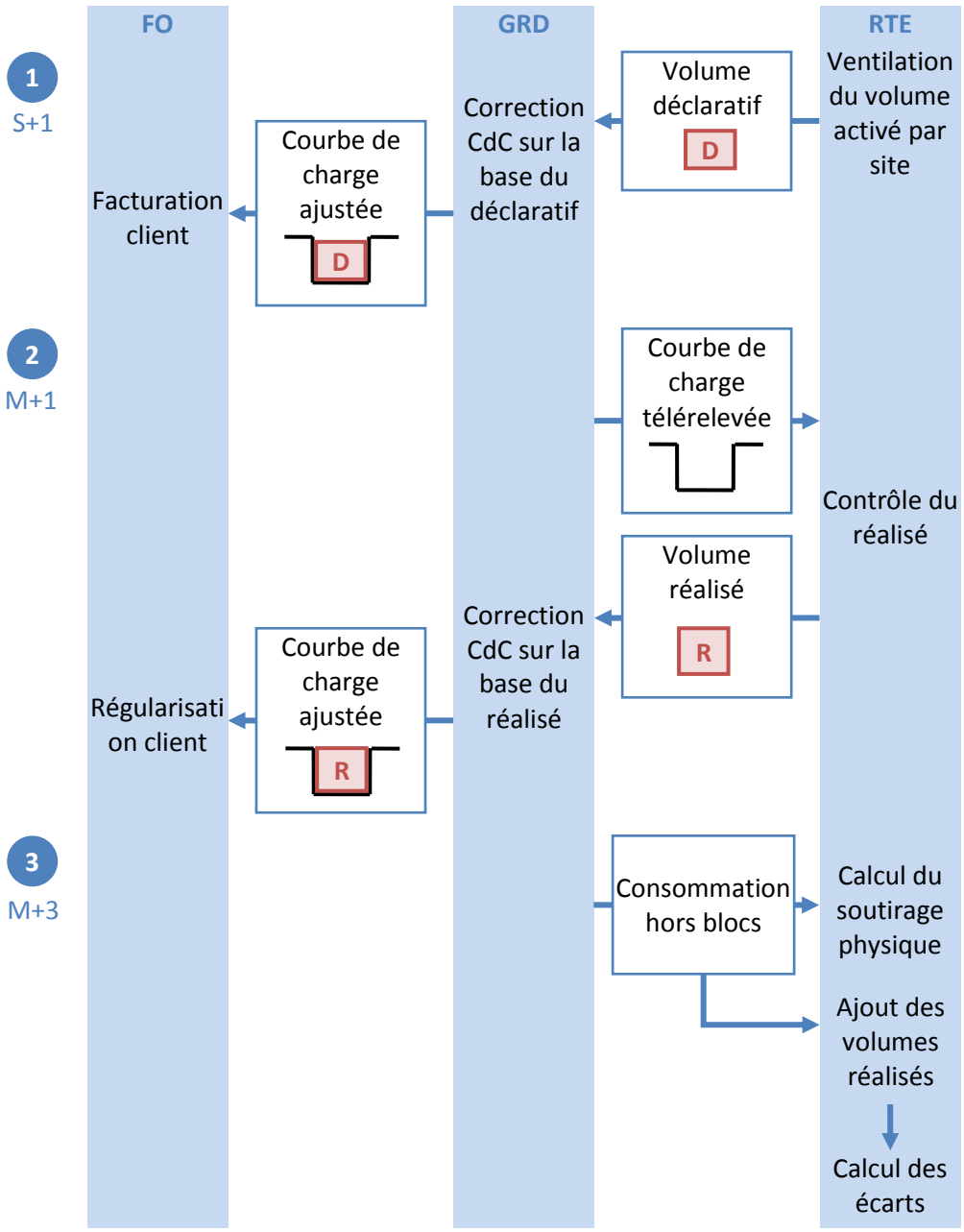
3. **Calcul des écarts et du soutirage physique :**

    a. le GRD transmet à RTE la consommation hors blocs (différence entre le volume total d'énergie soutirée par un site et la somme de toutes les fournitures déclarées apportées à ce site) associée à chaque RE actif sur son réseau,

    b. RTE procède au calcul du soutirage physique des RE sur la base des consommations hors blocs,

    c. RTE ajoute aux consommations hors blocs les volumes réalisés calculés au 2.b.,

    d. RTE intègre, dans le calcul des écarts, les consommations hors blocs corrigées des effacements sur des sites au modèle corrigé.



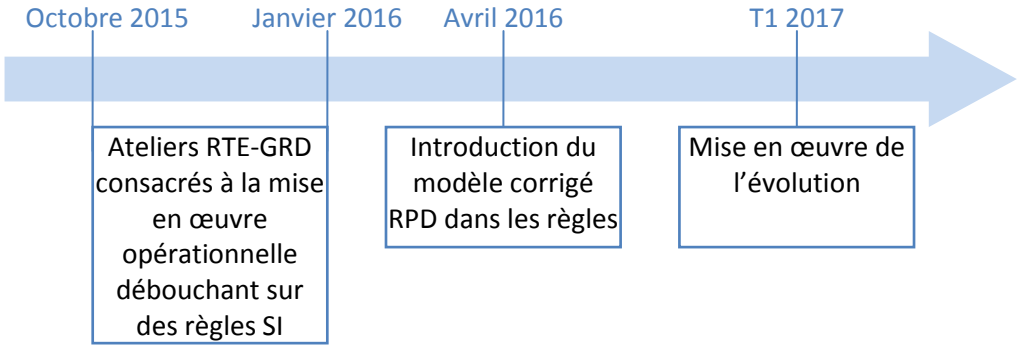
Les modalités pratiques d'échange de données entre RTE et les GRD découlant du schéma ci-dessus devront être définies à travers une série d'ateliers que RTE propose d'organiser d'ici fin 2015.

Question 8 :

Le modèle de prise en compte des volumes effacés décrit ci-dessus vous semble-t-il satisfaisant au regard de la facturation client et du calcul des écarts RE ? Les traitements et échanges de données qui en découlent vous semblent-ils réalisables dans les délais proposés ?

3.2 Calendrier indicatif

Pour l'introduction du modèle corrigé pour les sites RPD dont les caractéristiques le permettent, RTE propose le calendrier suivant :


Octobre 2015
Janvier 2016
Avril 2016
T1 2017
Ateliers RTE-GRD consacrés à la mise en œuvre opérationnelle débouchant sur des règles SI
Introduction du modèle corrigé RPD dans les règles
Mise en œuvre de l'évolution

4. FINALISER LES TRAVAUX RELATIFS A LA SECURISATION FINANCIERE DU DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE : FAIRE EVOLUER LE DISPOSITIF DE SERVICE D'ECHANGE DE BLOCS

4.1 Propositions d'évolution par rapport à l'existant

Dans le cadre de la concertation relative à la version 8 des règles MA-RE, RTE propose une évolution du service d'échanges de blocs pour répondre aux trois objectifs suivants :

- prendre en compte les recommandations de la CRE relatives au dispositif de sécurisation financière en proposant un processus d'acceptation continu des programmes d'échanges de blocs ;
- faciliter l'utilisation du service d'échanges de blocs en supprimant l'ouverture a priori des NEB RE-RE ; et
- mettre en place des modalités techniques d'échanges cohérentes avec les standards européens.

4.1.1 Prise en compte de la recommandation de la CRE

Dans sa délibération du 26 février 2015 relative aux règles MA-RE v7 : *« la CRE demande à RTE de poursuivre […] la démarche de simplification du dispositif d'échanges de blocs, vers un écrêtement des programmes d'échanges de blocs, et non leur annulation complète, en cas de dépassement. ».*

Afin de mettre en œuvre cette recommandation, RTE propose de passer du processus actuel d'acceptation des programmes d'échanges de blocs par guichet (1 guichet J-1 et 24 guichets infrajournaliers) à :

- une programmation unitaire des échanges de blocs (un fichier d'échange de blocs ne représentant désormais qu'une SEULE transaction entre deux responsables d'équilibre ou un responsable d'équilibre et un site) ;
- un processus d'acceptation continu des programmes d'échanges unitaires transmis par les acteurs.

Un programme d'échanges de blocs pour le jour de livraison J pourra être transmis au plus tôt en J-30 et au plus tard en fin de journée J.

Conformément à la description détaillée fournie en Annexe 1, les acceptations des programmes d'échanges de blocs se dérouleront :

- en continu entre 14h00 et 16h30 en J-1 pour tous les échanges « J-1 » (programmes d'échange de blocs reçus avant 16h29 en J-1) ;
- en continu entre 16h31 et la fin de la journée J pour tous les échanges « infrajournaliers » (programmes d'échanges de blocs reçus après 16h30 en J-1).

Un programme d'échanges de blocs ne pourra être accepté s'il induit un dépassement du volume d'énergie journalier autorisé pour le responsable d'équilibre concerné (ce critère doit aussi être respecté pour sa contrepartie).

Par conséquent, seul le programme d'échanges de blocs entraînant soit (i) un dépassement du volume d'énergie journalier autorisé, soit (ii) une augmentation du dépassement du volume d'énergie journalier autorisé est annulé (cas où l'acteur est déjà en dépassement avant matching d'un programme d'échanges de blocs). A contrario, dans la situation actuelle, un dépassement du volume d'énergie journalier autorisé entraîne, à la fermeture du guichet NEB de 16h30 en J-1, une annulation de l'ensemble des programmes d'échanges de blocs à la vente.

Il convient de souligner que RTE n'envisage pas d'ouvrir la possibilité de notifier et d'accepter des programmes d'échanges de blocs a posteriori. RTE considère en effet qu'il est important pour le système d'inciter les acteurs à se présenter équilibrés en temps réel pour éviter d'augmenter les besoins en ajustement et le coût d'équilibrage pour l'ensemble des acteurs. En outre, la possibilité de réaliser des NEB a posteriori a des conséquences financières pour la communauté des responsables d'équilibre en diminuant les rentes de contre-écarts et l'assiette d'énergie contribuant à équilibrer le compte ajustements-écarts (entraînant a fortiori une augmentation du k).

Question 9 :

La proposition de RTE permet-elle de répondre à la recommandation de la CRE du 26 février 2015 et ainsi de diminuer les impacts potentiels d'un dépassement du volume d'énergie journalier pour le responsable d'équilibre concerné et ses contreparties ?

Que pensez-vous de la suppression des guichets horaires infrajournaliers ?

Contrairement à aujourd'hui où l'ensemble des programmes d'échanges de blocs d'un RE sont transmis à RTE dans un unique fichier, la génération d'un fichier par contrepartie vous paraît-elle bloquante ?

Le maintien d'une distinction entre les échanges J-1 (avant 16h30) et les échanges infrajournaliers (après 16h30 et jusqu'à la fin de la journée J) vous paraît-il nécessaire ? Considérez-vous à l'inverse que l'envoi d'un « bilan de l'activité NEB » à 16h30 soit suffisant pour vous permettre de suivre votre position J-1 ?

Est-ce que la référence à l'heure actuelle du guichet J-1 (16h30) pour distinguer les échanges « J-1 » des échanges « infrajournaliers » vous paraît appropriée ?

4.1.2 Simplification opérationnelle du dispositif d'échanges de blocs

RTE propose de supprimer l'ouverture a priori des notifications d'échanges de blocs entre responsables d'équilibre (NEB RE-RE).

Par conséquent, deux responsables d'équilibre n'auront plus besoin de signer :

- a priori un formulaire « de notification d'échange de blocs entre RE » (annexe 1 de la section 3 des règles relatives au service d'échanges de blocs) pour pouvoir échanger des blocs d'énergie entre leurs deux périmètres d'équilibre ;
- a posteriori un formulaire « de résiliation de notification d'échanges de blocs entre RE » (annexe 3 de la section 3 des règles relatives au service d'échanges de blocs) afin de mettre fin à la possibilité d'échanger des blocs d'énergie entre leurs deux périmètres d'équilibre.

Un responsable d'équilibre pourra par défaut échanger un bloc d'énergie avec n'importe quel autre responsable d'équilibre, disposant d'un accord de participation en qualité de responsable d'équilibre valide.

Afin de permettre cette simplification opérationnelle, il convient alors de modifier :

- les **règles de prise en compte des programmes d'échanges** de blocs en cas de désaccord entre les contreparties :
    - RTE propose de remplacer la règle actuelle consistant à réaliser la moitié de la somme des programmes discordants envoyés par les contreparties en J-1 16h30 par une non-prise en compte de ces derniers tant qu'ils ne sont pas concordants ;
    - la mise en place de cette nouvelle règle est une **condition nécessaire** à la suppression de l'ouverture a priori des notifications d'échanges de blocs entre acteurs. En effet, sans avoir au préalable signé un contrat de gré à gré, un acteur A mal intentionné pourrait déclarer acheter des blocs d'énergie à un acteur B. La règle actuelle de prise en compte des programmes d'échanges de blocs conduit à mettre le responsable d'équilibre B en écarts négatifs sans possibilité pour lui de se retourner contre le responsable d'équilibre A.
- les **modalités de facturation du service** d'échanges de blocs afin que celles-ci soient compatibles avec la suppression de l'ouverture a priori des NEB. RTE envisage ainsi différentes méthodes de facturation du service d'échanges de blocs :
    - facturation à l'utilisation effective d'une NEB dans l'année : le RE vendeur et le RE acheteur sont facturés annuellement à partir du moment où ils ont échangés entre eux au moins un bloc d'énergie dans l'année selon un montant à définir ;
    - facturation à l'utilisation effective d'une NEB dans le mois : le RE vendeur et RE acheteur sont facturés mensuellement à partir du moment où ils ont échangés entre eux au moins un bloc d'énergie dans le mois selon un montant à définir ;
    - facturation à chaque échange de blocs effectué : chaque RE est facturé mensuellement en fonction du nombre d'échange de blocs qu'il a réalisé dans le mois selon un montant à définir ;
    - facturation à l'adhésion au service : chaque RE est facturé annuellement pour accéder de façon illimitée au service d'échange de blocs selon un montant à définir.
    - facturation à l'énergie échangée : chaque RE est facturé mensuellement en fonction du montant total d'énergie échangée (à l'achat et à la vente) dans le mois selon un montant à définir.

Les montants, quant à eux, donneront lieu à une décision tarifaire, comme toute évolution du tarif des prestations annexes réalisées sous le monopole de RTE.

Pour les NEB RE-Site, RTE propose de maintenir le fonctionnement actuel prévoyant une signature préalable d'une annexe et une programmation uniquement par le RE vendeur. La facturation du RE vendeur se fera conformément aux modalités choisies pour les NEB RE-RE.

Question 10 :

La simplification opérationnelle (i.e. : suppression de l'ouverture des NEB RE-RE a priori), telle qu'envisagée par RTE pour le service d'échanges de blocs, correspond-elle à vos attentes en matière de dématérialisation et diminution de la charge opérationnelle liée à ce dispositif ? Avez-vous d'autres suggestions ?

Partagez-vous la nécessité de modifier les règles de prise en compte des programmes d'échanges de blocs (mise à zéro des programmes) de manière concomitante à la suppression de l'ouverture des NEB RE-RE a priori ? L'option alternative consistant pour RTE à retenir le minimum des volumes déclarés par les deux contreparties vous paraît-elle plus pertinente ?

Quelle méthode de facturation du service vous paraît la plus pertinente, la moins pertinente parmi les propositions ci-dessus ?

4.1.3 Autres points d'évolutions

4.1.3.1 Modification du pas de programmation

RTE étudie la possibilité de modifier le pas de programmation des échanges de blocs afin que ce dernier soit compatible avec une éventuelle réduction du pas de règlements des écarts.

4.1.3.2 Déclaration du fournisseur d'une NEB RE – Site

Conformément au paragraphe 5.2.1.3.2.4 des règles du mécanisme de capacité, les NEB RE-Site sont intégrées dans le calcul de l'obligation d'un acteur obligé :

« Sur chaque Pas Demi Horaire, une NEB RE/Site effectuée par le Fournisseur F vers un Site de Soutirage est attribuée soit :

- *au Fournisseur pour le calcul de son Obligation ;*
- *au Consommateur associé au Site de Soutirage pour le calcul de son Obligation.*

Chaque NEB RE/Site est attribuée par défaut au Fournisseur qui l'a émise. »

Les acteurs obligés du mécanisme de capacité étant soit les fournisseurs, soit les gestionnaires de réseau pour leurs pertes, les informations portées actuellement par les NEB RE – Site ne suffisent pas à ce jour à identifier le fournisseur au périmètre duquel elle doit être attribuée.

A cette fin, RTE propose la simplification suivante : RTE considère par défaut que la NEB d'un RE « F » fournie à un site télérelevé a été effectuée par le fournisseur « F ».

Question 11 :

La simplification suivante vous paraît-elle adaptée ? Souhaitez-vous proposer une alternative ?

4.2 Calendrier indicatif

Pour la mise en place de ces évolutions, RTE propose le calendrier suivant :

- insertion de l'évolution du service d'échanges de blocs dans les règles MA-RE : 1er avril 2016 ;
- partage d'un premier cahier des charges SI : premier trimestre 2016 ;
- entrée en vigueur de l'évolution : mi-2017.

5. EVOLUTION DES FLUX FINANCIERS DES REGLES MA-RE

Dans sa délibération du 12 mars 2014 portant fixation du solde définitif du compte ajustements-écarts à atteindre pour l'année 2012, *« la CRE recommande à RTE de mettre en place un cadre de réflexion, en concertation avec les acteurs de marché, traitant de l'évolution de l'ensemble des flux financiers relatifs à l'équilibrage »*.

Depuis janvier 2015, les réunions du GT « Evolution des règles MA-RE » ont permis d'instruire cette réflexion. Le présent appel à contributions regroupe les propositions de RTE à l'issue des différents GT.

5.1 Rappel du fonctionnement général du compte ajustements-écarts

Le compte ajustements-écarts (« CAE ») est géré en deux compartiments distincts « hermétiques », dont les produits et charges sont les suivants :

	Compartiment E (Energie)	*Compartiment C (Capacité)*
Produits	▪ Ajustements nets à la baisse (hors surcoûts liés à des ajustements pour cause réseau ou services système) ▪ Règlement des écarts négatifs ▪ Pénalités suite au contrôle de l'ajustement	▪ Recette soutirage physique ▪ Pénalités des contrats
Charges	▪ Ajustements nets à la hausse (hors surcoûts) ▪ Règlement des écarts positifs ▪ Compensations pour non-respect des conditions d'utilisation des offres ▪ Surcoûts marge ▪ Surcoûts services système quand la tendance du MA est à la baisse	▪ Contractualisation réserves rapides et complémentaires ▪ Contractualisation appel d'offres effacement

La concertation qui s'est tenue depuis janvier 2015 sur les flux financiers relatifs à l'équilibrage a permis d'aborder des thématiques concernant le compartiment E.

Concernant le compartiment C, la CRE a annoncé un appel à contributions sur le TURPE 5 pour l'été 2015. La CRE a indiqué qu'elle aborderait explicitement et de manière globale, la question du financement des capacités.

Le présent appel à contributions traite des thématiques relevant uniquement du compartiment E.

De façon générale, le compartiment Energie CAE gère les flux financiers relatifs :

- aux énergies activées pour l'équilibrage du système électrique ;
- aux écarts des responsables d'équilibre ;
- aux modalités de fonctionnement permettant d'atteindre l'équilibre du solde du CAE.

Les paragraphes suivants traitent, pour chacun des items ci-dessus, les évolutions proposées par RTE pour la prochaine version des règles MA-RE.

5.2 Vers une intégration au CAE de l'ensemble des coûts et recettes relatifs à l'énergie d'équilibrage du système électrique

5.2.1 Coûts et recettes liés aux activations sur le mécanisme d'ajustement

Les coûts et recettes des activations sur le MA sont intégrés au CAE. RTE ne propose pas de modifications concernant l'affectation de ces coûts et recettes au CAE.

Concernant les futurs flux financiers relatifs aux activations d'énergies issues des listes de préséances économiques communes (CMOL) qui seront mises en place (telles que TERRE) en déclinaison du code de réseau européen « Electricity Balancing », RTE propose d'intégrer intégralement au CAE les flux financiers correspondant à la valorisation de ces énergies, dans la continuité de la gestion des flux financiers relatifs au MA et à BALIT, dans la mesure où ces énergies contribueront à l'équilibrage du système électrique.

5.2.2 Intégration des flux financiers relatifs aux réglages automatiques au CAE

Les flux financiers liés à la valorisation des énergies de réserve primaire, secondaire ne sont aujourd'hui pas intégrés au CAE : ils sont dans les comptes propres de RTE. Ces énergies font par ailleurs l'objet d'une rémunération à un prix régulé.

Or les évolutions suivantes sont prévues à court terme et nécessitent de réinterroger la situation actuelle :

- le projet de règles SSY v3[9] prévoit que les énergies de réglage primaire et secondaire soient rémunérées au prix spot (i.e. l'abandon d'un prix de rémunération fixé régulé à 10€/MWh) pour la valorisation de ces énergies de réglage ;
- RTE rejoindra prochainement l'initiative IGCC de compensation des écarts[10] (imbalance netting), qui conduira à une valorisation de l'énergie relative à la compensation des écarts entre GRT à un prix connu en M+1.

A propos d'IGCC, RTE devrait rejoindre cette initiative en février 2016. Les simulations réalisées par RTE et les autres GRT montrent un gain d'une dizaine de millions d'euros par an pour la France. Ce gain intègre (i) le bilan financier (coûts ou recettes évités) lié aux activations évitées de réglage secondaire au prix EPEX SPOT DAY AHEAD en France et (ii) le bilan financier lié aux échanges d'énergie avec les autres GRT participant à IGCC.

RTE considère que les évolutions prévues à court terme nécessitent d'interroger l'intégration de ces flux au CAE dès la prochaine révision des règles MA-RE. Une intégration de ces flux au CAE permet :

- une anticipation de la déclinaison des exigences du code de réseau européen « Electricity Balancing » ;
- de tenir compte dans le CAE des énergies activées sur les réserves automatiques, qui contribuent à l'équilibre du système électrique français ;
- d'affecter aux responsables d'équilibre les gains (baisses de coûts) relatifs à l'équilibrage et liés à la participation prochaine de RTE à l'initiative IGCC.

Ainsi, RTE souhaite proposer une intégration des flux liés à l'activation des réserves automatiques dès la prochaine révision des règles MA-RE.

---

[9] https://concerte.fr/concertation/consultation-relative-%C3%A0-l%C3%A9volution-des-r%C3%A8gles-services-syst%C3%A8me-et-rema

[10] Cette initiative consiste à neutraliser les activations de réserves secondaires entre deux (ou n) zones, lorsque les besoins sont en sens opposés.

Question 12 :

Partagez vous l'analyse de RTE concernant une intégration des flux de réserves automatiques au CAE ?

5.2.3 Intégration des flux financiers relatifs aux écarts aux frontières et aux rattrapages au CAE

Les écarts aux frontières (différence entre les programmes commerciaux et les flux physiques mesurés) font l'objet de rattrapages physiques hebdomadaires entre GRT (en S+1). Les écarts aux frontières peuvent résulter de déséquilibres nationaux ou étrangers (du fait notamment de l'action du réglage primaire).

Par ailleurs, le code de réseau européen « Electricity Balancing » prévoit la mise en place de la financiarisation des rattrapages entre GRT. A cet horizon, la valorisation des rattrapages et des écarts aux frontières ne sera plus effectuée par RTE sur la base de rattrapages physiques, mais sera effectuée directement au moyen de flux financiers entre GRT. Les propositions de RTE sur le traitement des écarts aux frontières et des rattrapages s'appliquent quel que soit le mode de gestion des rattrapages entre GRT : physique ou financier.

En attendant la mise en place de règlements financiers entre GRT pour compenser les écarts aux frontières, RTE propose de mettre en place une valorisation financière des écarts aux frontières et des rattrapages associés. D'un côté ce portage permet la neutralité financière pour RTE telle que prévue par le projet de code de réseau européen « Electricity Balancing » (article 53.2), d'un autre côté les écarts aux frontières interviennent dans l'équilibrage du système français (c'est notamment dans les cas en cas de déficit d'énergie en France induisant un import d'énergie de réserve primaire).

RTE propose ainsi d'intégrer dans la prochaine révision des règles MA-RE les flux relatifs aux écarts aux frontières et aux rattrapages. RTE propose que ces flux soient valorisés explicitement au prix spot et intégrés au prix de règlement des écarts (§ 5.3.5).

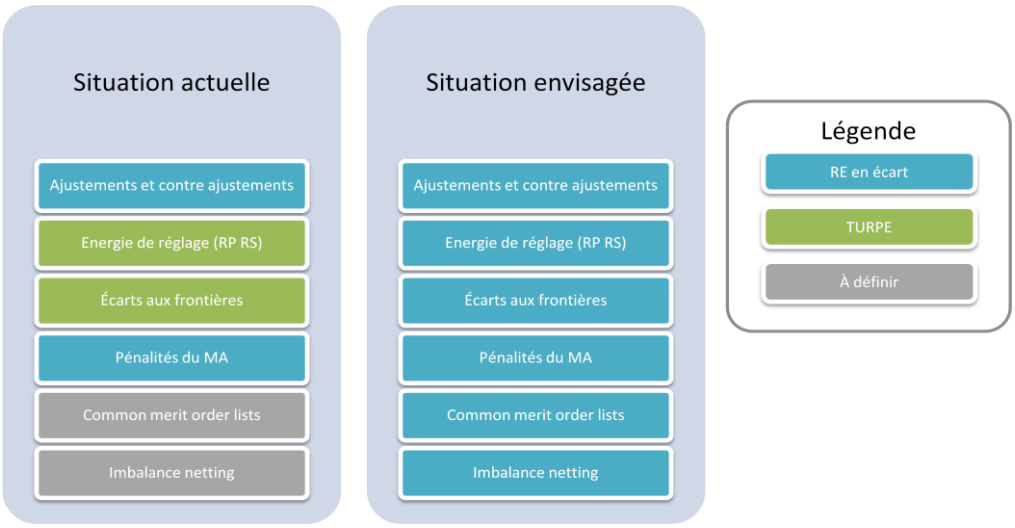
Question 13 :

Partagez-vous l'analyse de RTE concernant l'intégration et la valorisation des écarts aux frontières et rattrapages au sein du CAE ?

5.2.4 Synthèse

Le portage de l'intégralité des flux financiers relatifs à l'énergie d'équilibrage par le CAE permet la neutralité financière de RTE par rapport à l'énergie d'équilibrage. Cette neutralité financière est prévue par le projet de code de réseau européen « Electricity Balancing » (article 53.2). Les évolutions proposées par RTE permettraient d'anticiper la mise en conformité des règles MA-RE sur ce point.

Le schéma ci-dessous synthétise la situation envisagée par RTE pour l'énergie d'équilibrage pour la prochaine révision des règles MA-RE :



Evolution proposée pour l'affectation des charges et produits d'équilibrage en énergie

Question 14 :

Partagez vous l'approche d'anticipation de déclinaison du code de réseau européen « Electricity Balancing » proposée par RTE sur ces sujets ?

5.3 Allocation des charges et recettes du CAE aux responsables d'équilibre en écart

Les responsables d'équilibre en déséquilibre sont soumis à un règlement financier relatif à leurs déséquilibres, sur chaque pas de règlement des écarts. Ce règlement financier est égal aux volumes en écart du RE multiplié par un prix de référence : le prix de règlement des écarts.

Le dimensionnement du prix de règlement des écarts permet de renvoyer aux responsables d'équilibre une incitation financière sur leurs déséquilibres. Pour chaque pas de règlement des écarts, la valeur du prix de règlement des écarts dépend de la tendance du système électrique et de la position du RE (il y a donc 4 ou 6 valeurs, qui forment la *matrice de règlement des écarts*).

Le présent paragraphe rappelle le fonctionnement actuel et propose des évolutions liées (i) aux propositions de RTE décrites ci-dessus (§5.2) concernant l'intégration de flux financiers supplémentaires au CAE et (ii) aux évolutions des incitations que souhaite proposer RTE.

5.3.1 Matrice actuelle de règlement des écarts

La matrice de règlement des écarts est actuellement la suivante :

	Tendance Hausse	Tendance Baisse	Tendance neutre
RE court	$PMP \times (1+k)$	$EPEX$	EPEX
RE long	$EPEX$	$\frac{PMP}{1+k}$	$EPEX$

La matrice de règlement des écarts française est dite « dual price » : pour une tendance donnée du système électrique, il existe deux prix de référence pour le règlement des écarts :

- un prix basé sur le prix des ajustements réalisés pour les RE dont l'écart aggrave la tendance du système électrique ;
- un prix basé sur les prix de marché (EPEX SPOT en France).

Un coefficient k est intégré à certains prix de règlement des écarts de la matrice. Sa variation à la hausse permet une modulation à la hausse des recettes. L'objectif de ce coefficient k est précisée au §5.4.

5.3.2 Evolution du calcul de la tendance

Pour un pas de règlement des écarts, la tendance reflète le sens du déséquilibre du système électrique français.

Les écarts de chaque RE sont connus une fois les données de comptage disponibles (actuellement en J+1 au mieux). Le calcul de la tendance du système électrique français permet d'indiquer – quasiment en temps réel – à la communauté des responsables d'équilibre la résultante de leurs écarts. Cette information permet aux responsables d'équilibre de disposer de davantage d'information en J pour équilibrer leur portefeuille.

La tendance permet également de calculer le prix de règlement des écarts qui sera appliqué aux écarts de RE.

5.3.2.1 Situation actuelle

Actuellement, la tendance est calculée exclusivement sur la base des ajustements passés dans le cadre du mécanisme d'ajustement quelle que soit la cause et quelle que soit l'origine (France ou étranger). Tous ces volumes contribuent en effet à l'équilibre du système électrique.

5.3.2.2 Proposition d'évolution du calcul de la tendance

Prise en compte de la réserve secondaire activée

La réserve secondaire est une action à périmètre France uniquement et est alternative à l'ajustement, à ce titre RTE propose de la prendre en compte dans le calcul de la tendance.

Prise en compte de la réserve primaire et des écarts aux frontières

Les analyses de RTE conduisent également à proposer d'intégrer dans le calcul de tendance les écarts aux frontières et la réserve primaire activée. Les deux phénomènes décrits ci-après illustrent cette proposition :

- en cas de déficit d'énergie en France, alors que le reste de l'Europe est équilibré, le système électrique français va activer de l'énergie de réserve primaire en France et aussi importer de l'énergie de réserve primaire aux interconnexions : le terme écarts aux frontières comprend donc de l'énergie importée pour couvrir un déséquilibre français. Le déséquilibre français sera la somme de l'énergie de réserve primaire activée et de l'écart aux frontières.
- en cas de déficit d'énergie à l'étranger, alors que le système électrique français est équilibré, de la réserve primaire va être activée en France. L'énergie ainsi activée transite aux interconnexions : les termes énergie de réserve primaire et écarts aux frontières s'annulent.

Prise en compte des énergies compensées entre GRT (imbalance netting)

En cas de compensation entre GRT des besoins d'ajustements ou de compensation des déséquilibres instantanés avant l'activation de la réserve secondaire, les volumes compensés viennent en substitution d'une activation d'ajustement ou d'activation de réserve secondaire. Ces compensations conduisent à des échanges programmés entre GRT. Par exemple quand RTE rejoindra l'initiative IGCC mettant en œuvre la compensation des besoins d'activation de réserve secondaire, les volumes échangés entre GRT seront assimilés à une activation de réserve secondaire. RTE propose donc d'intégrer ces volumes dans le calcul de la tendance.

Prise en compte des énergies activées à l'étranger

Lorsque RTE participera à des initiatives régionales de partage des offres d'ajustement au sein de listes de préséances économiques communes (CMOL), des ajustements à l'étranger pourront être réalisés à la demande de RTE et conduire à une modification de programme aux interconnexions. RTE propose d'intégrer ces volumes dans le calcul de la tendance dans la mesure où ces ajustements contribuent à la résorption du déséquilibre français.

Prise en compte des ajustements réalisés en France pour un besoin étranger

A l'inverse, en cas d'activation d'ajustement en France à la demande d'un GRT étranger, les activations réalisées ne contribuent pas à la résorption du déséquilibre français : ils sont assimilables à des transactions aux interconnexions. Dans les deux cas, ces échanges sont programmés entre GRT.

En synthèse, RTE propose que la tendance soit constituée en faisant la somme des termes suivants :

- activation offre MA en France toutes causes (hausse – baisse),
- activation offre MA à l'étranger selon le modèle BSP-TSO (offres échangeur) (hausse – baisse),
- demandes faites par RTE aux CMOL[11] et acceptées (hausse – baisse),
- ordres des CMOL à RTE (baisse - hausse),
- activation d'énergie de RS (hausse – baisse),
- activation d'énergie de RP (hausse – baisse),
- imbalance netting (hausse (imports) – baisse (exports)),
- opposé de l'écart aux frontières (flux physiques - échanges programmés),
- countertrading et cross border redispatching (imports – exports),
- activation de contrat de secours TSO-TSO par RTE (hausse – baisse),
- activation de contrat de secours TSO-TSO par autre TSO (baisse - hausse).

Lorsque cette somme est positive, la tendance est à la hausse.

> *Exemple : RTE demande 1000MW à une CMOL à la hausse, la CMOL accepte la demande. La CMOL demande d'activer 400MW à RTE en France. RTE active 400MW en France. La tendance est alors de 400 – 400 + 1000, soit 1000MW à la hausse.*

Remarque 1 : cette nouvelle définition de la tendance conduit à la suppression de la tendance neutre, puisque sur un pas de règlement des écarts donné, il y aura toujours des énergies d'équilibrage activées. S'il devait arriver une occurrence pour laquelle les différents termes pris en compte se compensent parfaitement, il est possible de définir arbitrairement un sens pour la tendance.

Remarque 2 : Les modalités actuellement prévues pour la mise en place des CMOL ne permettent pas de préciser l'origine du besoin (France ou étranger) pour une activation donnée, il n'est donc pas possible de créer une nouvelle cause d'ajustement venant préciser si les ajustements pour motif P=C sont réalisés pour couvrir un déséquilibre français ou étranger.

Remarque 3 : tous les échanges d'énergie entre GRT aux interconnexions sont programmés. Seule l'activation de la réserve primaire ne fait pas l'objet de programmes.

Remarque 4 : la somme des termes exposés précédemment correspond à la définition de « l'ACE open loop » c'est-à-dire de l'écart de réglage d'une zone de réglage en l'absence d'actions d'équilibrage.

[11] TERRE sera une CMOL. Avant la mise en place de TERRE, les échanges BALIT seront traités de la même manière

5.3.2.3 Analyse quantitative

Le graphique ci-dessous représente les volumes d'énergie d'équilibrage en France et en valeur absolue :

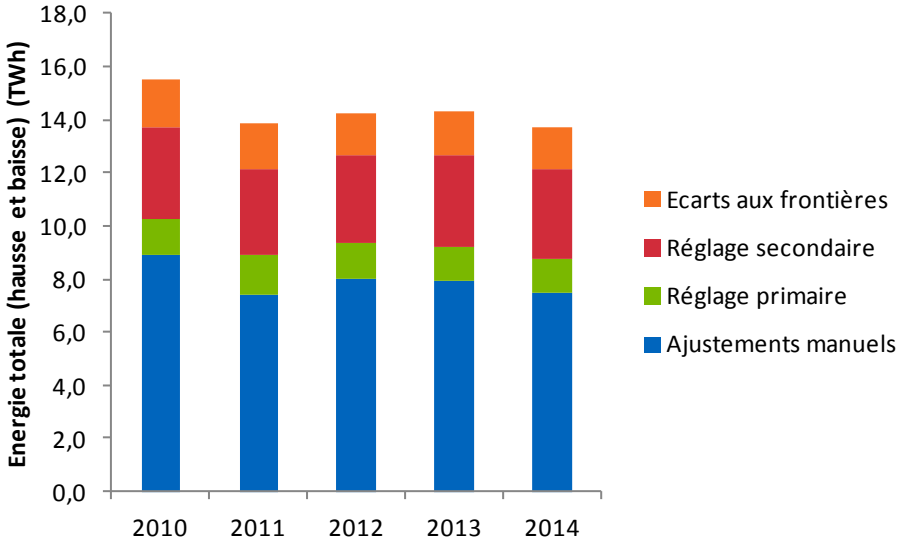


Figure 1:Energies d'équilibrage en valeur absolue

RTE a simulé l'impact sur la tendance des modifications proposées ci-dessus. Le tableau suivant présente la part de pas demi-horaires sur lesquels l'intégration des énergies de réglage et d'écarts aux frontières conduit à une modification de la tendance :

	2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
Baisse -> Hausse	7,5%	8,6%	7,6%	8,4%	8,9%
Nulle -> Hausse	2,2%	2,9%	2,5%	1,9%	2,5%
Hausse -> Baisse	6,8%	7,3%	8,6%	9,9%	8,8%
Nulle -> Baisse	2,2%	2,8%	3,0%	2,7%	3,6%
Total	**18,7%**	**21,6%**	**21,7%**	**22,9%**	**23,7%**

Proportions des changements de tendance avec la nouvelle formule proposée

Question 15 :

Partagez vous les modalités de calcul de la tendance proposées par RTE ?

5.3.3 Modification des incitations lors de prix négatifs

Lors des situations pour lesquelles les prix de marché et les prix moyens pondérés (PMP) à la hausse sont négatifs :

- le prix de règlement des écarts pour un RE court (dans un système à la hausse) reste multiplié par le facteur (1+k) conduisant un RE court à être davantage rémunéré que le prix moyen payé pour les ajustements, et l'incitant donc à être davantage déséquilibré ;
- le prix de règlement des écarts pour un RE long (dans un système à la baisse) reste multiplié par 1/(1+k) conduisant un RE long à être facturé à un prix de règlement des écarts inférieur

au prix de rémunération moyen des ajustements à la baisse, incitant ce RE à être davantage déséquilibré.

Exemple :

Lorsque {EPEX = -10€/MWh ; PMP = -5€/MWh, k = 0,1, tendance hausse}, un RE court est rémunéré 5,5€/MWh, alors que la rémunération du CAE issue des ajustements à la hausse est de 5€/MWh.

Lors de situations de prix négatifs, il apparait donc que le fonctionnement actuel du CAE ne renvoie pas des incitations pertinentes (incitation au déséquilibre des RE et au déséquilibre du système électrique).

La matrice de règlement des écarts doit évoluer pour renvoyer les bonnes incitations lors des situations pour lesquelles les prix sont négatifs.

RTE propose que le coefficient k s'applique comme suit pour que les incitations renvoyées restent cohérentes lors des prix négatifs :

	Tendance Hausse	Tendance Baisse
RE court	$PMP \times (1+\mathrm{k})^{\mathrm{signe(PMP)}}$	$EPEX$
RE long	$EPEX$	$\frac{PMP}{(1+k)^{signe(PMP)}}$

L'équilibre financier moyen du CAE est peu modifié dans la mesure où le nombre de situations pour lesquelles les prix sont négatifs est faible. L'impact financier sur le CAE résultant de cette modification aurait conduit à une facturation supplémentaire des RE. L'estimation des recettes supplémentaires pour le CAE est la suivante :

	2010	*2011*	*2012*	*2013*	*2014*	**Moyenne annuelle**
Recettes CAE	*0*	*6 k€*	*18 k€*	*245 k€*	*8 k€*	**55 k€/an**

Question 16 :

Partagez vous l'analyse de RTE ?

Question 17 :

Vous semble-t-il nécessaire de réaliser cette évolution rapidement, ou vous semble-t-il pertinent d'attendre d'autres évolutions pour réaliser cette adaptation ?

5.3.4 Utilisation d'un prix unique de référence pour le prix de règlement des écarts (*« single price »*)

En préambule, l'objectif n'est pas ici de refaire une analyse exhaustive des propriétés du single price et du dual price. Une littérature très importante existe déjà sur le sujet.

RTE liste ci après quelques publications européennes concernant ce sujet :

- Commission Européenne : Impact Assessment on European Electricity Balancing Market (Contract EC DG ENER/B2/524/2011, March 2013) ;
  https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130610_eu_balancing_master.pdf

- ENSTOE : Survey on Ancillary Services Procurement and Electricity Balancing Market Design ; *https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ancillary-services-survey/Pages/default.aspx*
- Travaux et décisions OFGEM ; *https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40788/ebscr-single-or-dual-cash-out.pdf* *https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/electricity-balancing-significant-code-review-final-policy-decision*

Les documents listés et les analyses de RTE ne concluent pas à la suprématie d'une matrice par rapport à l'autre. RTE considère que l'analyse doit être faite au cas par cas, en fonction des avantages et inconvénients de chaque matrice.

RTE propose ici de rappeler les caractéristiques des deux matrices, et de détailler les arguments en faveur d'une évolution du prix de règlement des écarts vers une matrice « single price ».

5.3.4.1 Matrice « single price »

	Tendance Hausse	Tendance Baisse
RE court	$PMP_H \times (1+\mathrm{k})^{\mathrm{signe(PMP)}}$	$PMP_B \times (1+\mathrm{k})^{\mathrm{signe(PMP)}}$
RE long	$\frac{PMP_H}{(1+\mathrm{k})^{\mathrm{signe(PMP)}}}$	$\frac{PMP_B}{(1+k)^{signe(PMP)}}$

Matrice de règlement des écarts « single price »

Comparée à la matrice de règlement des écarts dual price (cf. §5.3.1), une matrice de règlement des écarts « single price » utilise un unique prix de référence pour le règlement des écarts :

- en tendance à la hausse, c'est par exemple le PMP_H qui sert de référence au prix de règlement des écarts pour les RE courts et pour les RE longs ;
- en tendance à la baisse, c'est par exemple le PMP_B qui sert de référence au prix de règlement des écarts pour les RE courts et pour les RE longs.

La matrice « single price » proposée par RTE intègre un coefficient k, qui a pour objectif de permettre un équilibre financier du CAE, comme présenté au §5.4. RTE propose que le coefficient k s'applique à tous les RE déséquilibrés (actuellement ce coefficient ne s'applique que pour les RE ayant aggravés la tendance du système électrique).

5.3.4.2 Avantages d'un passage au single price pour le système électrique français

Un fichier Excel a été partagé avec les acteurs de marchés. Ce fichier permet d'illustrer les espérances de coûts en fonction du déséquilibre des RE (https://concerte.fr/system/files/evenement_agenda/Incitations_SP%20vs%20DP.xlsx).

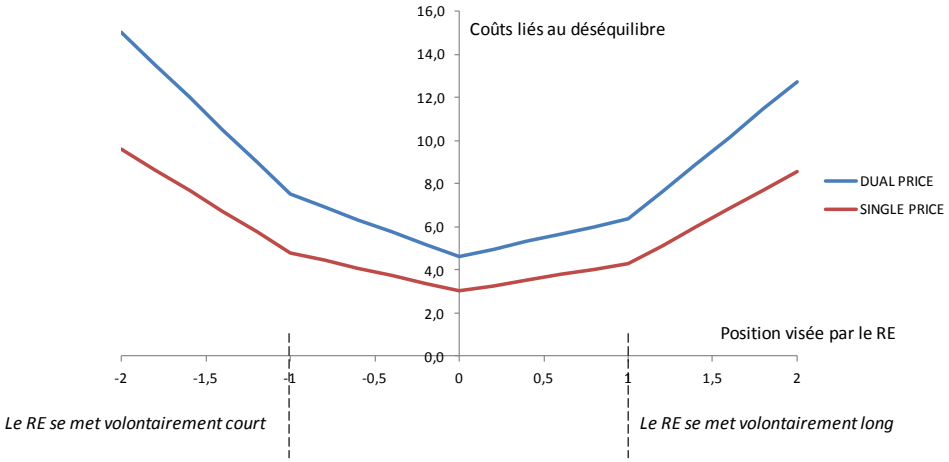
En « single price », un RE statistiquement équilibré est moins pénalisé

L'existence d'un prix unique conduit à ce qu'un RE statistiquement équilibré soit moins pénalisé que lorsque la matrice de règlement des écarts est en « dual price ».

Il existe quatre possibilités : [RE long ou court] x [tendance hausse ou baisse]. Dans le cas d'une matrice dual price, lorsque le RE *aide* le système électrique, il touche une rémunération égale au prix de marché alors que dans le cas d'une matrice single price, il touche une rémunération plus élevée (ou paie un prix plus faible en tendance baisse).

En dual price, ces modalités de rémunération au prix de marché peuvent s'apparenter à une pénalisation implicite dans la mesure où cette rémunération est plus faible que l'énergie d'ajustement à laquelle a eu recourt le GRT. Ces modalités de rémunération « dual price » génèrent par ailleurs un flux positif au CAE, appelé rente de contre-écart. Cette rente vient du fait que, lorsque deux RE sont déséquilibrés en sens contraire sur un même pas de temps, l'un (RE court) paie PMP_H (en tendance hausse) et l'autre (RE long) est rémunéré EPEX.

Une analyse sur un pas demi-horaire montre que la structure de coût liée aux déséquilibres est plus *douce* en « single price » qu'en « dual price » (toujours du fait du paiement au prix unique au lieu d'un prix beaucoup plus faible en dual price lorsque le RE aide le système).



Structure de coût en fonction de l'équilibre visé par le RE, avec probabilité de tendance à la hausse de 50%

Renvoi d'un prix unique de l'énergie.

RTE considère que le renvoi d'un prix de référence unique pour l'énergie est une bonne propriété. En effet, le prix de l'énergie est unique jusqu'au marché infrajournalier. Seuls les marchés où une matrice « dual price » est mise en œuvre conduisent à une situation où il existe deux prix de marché en temps réel.

Absence de besoin d'une référence de prix de marché

Comparée à une matrice « dual price », une matrice « single price » ne nécessite pas de définir un prix de référence « marché » pour valoriser les écarts de RE pour les RE déséquilibrés dans le même sens que le système électrique.

RTE considère que la suppression d'une référence extérieure (la référence a déjà fait l'objet de débats) au prix d'ajustement donne également un avantage à la matrice single price.

Une incitation à équilibrer son périmètre… et à prendre des actions d'équilibrage économiques lorsque les déséquilibres du système électrique sont prévisibles par les acteurs de marché et/ou durables

En « dual price », les incitations sont telles qu'un RE n'est pratiquement jamais incité à déséquilibrer son périmètre. En single price, dans les situations où (i) le coût d'approvisionnement du RE est inférieur au single price et (ii) que le RE estime que le système électrique est déséquilibré durablement, il est incité à déséquilibrer manifestement sa position pour contribuer à l'équilibre futur du système électrique.

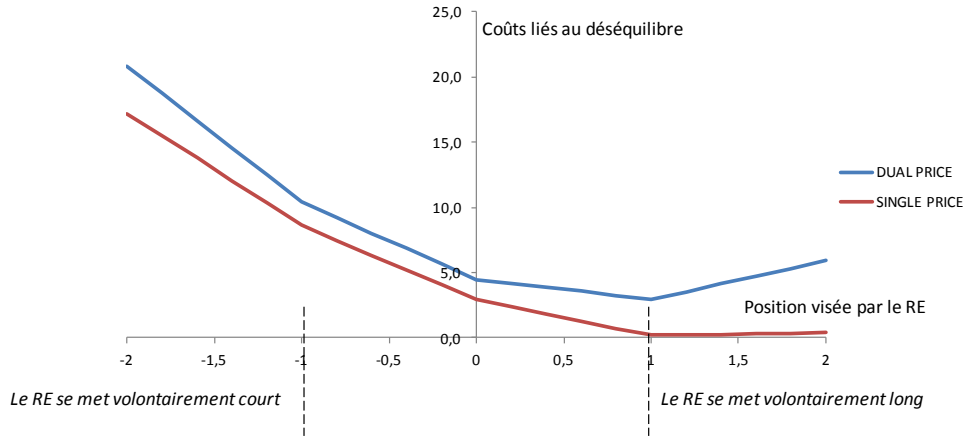


Illustration de la possibilité d'inciter les RE à être long en single price lorsque la probabilité d'une tendance hausse pour le système électrique est élevée et que les coûts d'approvisionnement du RE sont plus faibles que le single price

Ainsi, en plus d'une incitation à équilibrer son périmètre de RE, une matrice « single price » permet d'inciter le RE concerné à utiliser des moyens économiques afin de limiter les actions que le GRT aura à entreprendre pour équilibrer le système (sur le marché infrajournalier, le RE qui dispose de moyens compétitifs doit trouver une contrepartie prête à acheter, alors que sur le MA avec une matrice « single price » il lui suffit d'aider le système).

Avec la mise en place du code de réseau européen « Electricity Balancing », RTE devra limiter ses actions d'équilibrage du système électrique avec les seules capacités dont le délai de mobilisation est compatible avec la durée de la fenêtre opérationnelle (alors que RTE dispose actuellement de moyens à toutes les échéances pour équilibrer le système électrique). Certains moyens économiquement pertinents ne seront donc plus utilisés par RTE pour équilibrer le système.

La mise en place du « single price » aurait pour conséquence d'inciter les acteurs à utiliser les moyens économiquement pertinents et disponibles avec un délai de mobilisation important pour limiter les déséquilibres durables et/ou prévisionnels sur le système électrique.

En préparation de la déclinaison du code de réseau européen « Electricity Balancing », RTE s'est déjà engagé dans une démarche visant à commencer opérationnellement à réduire les actions d'équilibrage pour les échéances longues (tant que le niveau de marge disponible reste compatible avec la sûreté du système électrique).

Ces raisons, et en particulier la dernière, conduisent RTE à proposer de mettre en place une matrice de règlement des écarts « single price » dès la prochaine révision des règles MA-RE

Question 18 :

Partagez-vous l'analyse de RTE ?

Partagez-vous la proposition de RTE (passage à un singe price en anticipation du code de réseau européen « Electricity Balancing ») ?

5.3.5 Intégration des nouveaux flux financiers dans la formation du prix de règlement des écarts

5.3.5.1 Situation actuelle

Le prix de référence pour le règlement des écarts repose actuellement sur le prix moyen pondéré (barycentre) des ajustements passés sur le MA dans la tendance. En l'absence d'autres charges et produits, le prix moyen pondéré de toutes les énergies d'équilibrage permet la neutralité financière pour le CAE pour un pas de règlement des écarts donné (ce qui n'est en pratique pas le cas du fait de coûts annexes, cf. §5.4). En effet le recours au prix moyen pondéré permet théoriquement une égalité de construction entre charges/produits des énergies d'équilibrage et les charges/produits des écarts.

5.3.5.2 Modalités de renvoi des charges et produits liés aux énergies de réglages automatiques au prix de règlement des écarts

L'intégration de nouveaux flux financiers au CAE, en particulier les flux financiers liés aux énergies de réglage nécessite de déterminer une règle de renvoi de ces charges et produits liés à ces flux aux responsables d'équilibre.

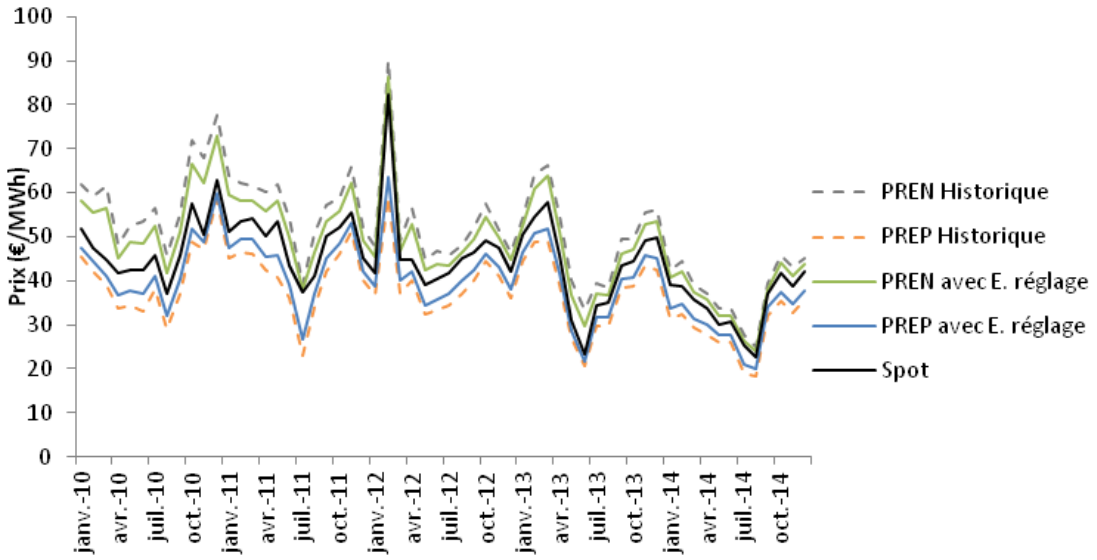
Assez naturellement, il pourrait être envisagé que :

- tous ces nouveaux flux soient valorisés au prix de valorisation de ces énergies auprès des fournisseurs de ces produits (EPEX SPOT DAY AHEAD) dans la construction du prix moyen pondéré ;
- les flux d'imbalance netting soient pris en compte au prix EPEX SPOT [12] dans la construction du prix moyen pondéré comme si l'activation des réserves avait eu lieu en France.

L'intégration de tous ces nouveaux flux au prix EPEX SPOT dans le prix de règlement des écarts a comme conséquence de rapprocher le prix de règlement des écarts du prix EPEX SPOT, c'est-à-dire de réduire l'incitation financière des RE à s'équilibrer.

L'impact sur le prix de règlement des écarts de cette proposition a été simulé par RTE. Les résultats de ces simulations sont les suivants (avec k=0) :

[12] Les prix réel d'IGCC sont connus en M+1 et n'induisent pas toujours des gains : sur certains pas de règlement des écarts, le dispositif peut induire des pertes pour le système électrique français, bien qu'annuellement, les gains dépassent très largement les pertes.



Impact de l'intégration des nouveaux flux sur le prix de règlement des écarts

Le tableau suivant présente l'impact de l'intégration des énergies de réglage sur les prix de règlement des écarts positifs et négatifs (en €/MWh), en moyenne sur chaque année.

	2010	2011	2012	2013	2014	Moyenne
Δ PREN (€/MWh)	-4,3	-3,5	-2,5	-2,8	-1,6	**-3,0**
Δ PREP (€/MWh)	+2,7	+3,0	+2,5	+2,1	+2,0	**+2,4**

Figure 2: impact de l'intégration des nouveaux flux sur les PREP et PREN

Question 19 :

Selon vous quelle option doit être privilégiée pour renvoyer dans le prix d'équilibrage les coûts liés à l'intégration des flux financiers liés aux réglages automatiques ?

Question 20 :

Considérez-vous comme problématique la réduction de l'incitation à l'équilibre liée au « recentrage » des prix de règlement des écarts autour du prix EPEX SPOT ? Dans l'affirmative, avez-vous des propositions pour limiter cet effet ?

5.3.5.3 Modalités de renvoi des charges et produits liés à l'équilibrage transfrontalier au prix de règlement des écarts

En ce qui concerne l'intégration des conséquences de l'équilibrage transfrontalier dans le prix de règlement des écarts (notamment l'intégration du projet TERRE) deux orientations sont envisagées par RTE :

- en cas d'activation d'énergie d'équilibrage à l'étranger, le prix de règlement des écarts intégrera le prix de l'activation, au même titre qu'un ajustement en France ;
- en cas d'activation d'énergie d'équilibrage en France pour un besoin étranger, comme pour le calcul de tendance, il est également possible de neutraliser cette activation pour le calcul du PMP :

Par exemple, si RTE émet un besoin de 100 MW au CMOL, et que le CMOL demande une

*activation de 300 MW en France (prix marginal 60 €/MWh), et que RTE constate une activation de 100 MW de réserve secondaire (prix 40 €/MWh), le PMP serait de 50€/MWh=((100*60+100*40)/200) et non de 55€/MWh=((300*60+100*40)/400).*

L'absence de prise en compte dans le PMP des activations relatives à un besoin d'équilibrage étranger permet :

- de désensibiliser le prix de règlement des écarts France des écarts constatés à l'étranger,
- de ne pas déséquilibrer l'équilibre financier du CAE pour le pas demi-horaire concerné : les activations réalisées pour un besoin étranger feront l'objet d'une valorisation via une programmation spécifique aux interconnexions (qui sera valorisée à 60€/MWh dans l'exemple précédent).

RTE propose donc de neutraliser les activations réalisées pour un besoin étranger dans le cadre du calcul du prix de règlement des écarts France.

Question 21 :

Partagez-vous l'orientation envisagée par RTE concernant l'intégration des conséquences de l'équilibrage transfrontalier dans le prix de règlement des écarts ?

5.3.5.4 Prise en compte du prix marginal des ajustements dans le prix de règlement des écarts

Certains pays européen (GB, BE) ont mis en place un système de prix de référence pour le prix de règlement des écarts basé sur le PMA des ajustements, tout en conservant une rémunération des ajustements au prix d'offres.

RTE considère qu'un prix de référence basé sur le PMA pour le prix de règlement des écarts inciterait fortement les responsables d'équilibre à équilibrer leurs positions.

Les études réalisées par RTE montrent qu'un prix de référence sur la base du PMA pour le règlement des écarts conduit à une rente très importante sur le CAE (les AA restant payés au prix d'offre). Dès lors, pour garantir la neutralité financière de RTE par rapport aux actions d'équilibrage, il faudrait reverser une partie de cette rente aux responsables d'équilibre. Ce reversement viendrait diminuer la pertinence de la mise en place du PMA comme prix de référence pour le prix de règlement des écarts.

Par ailleurs, les discussions en GT ont permis de soulever la problématique de la pertinence du PMA comme prix de référence sur le MA, notamment du fait du manque de liquidité.

RTE considère donc qu'à l'heure actuelle, les conditions ne permettent pas de proposer un prix de référence basé sur le PMA pour le calcul du prix de règlement des écarts. Cependant, à la mise en œuvre du code de réseau européen « Electricity Balancing », il pourra être pertinent de réviser ce choix au regard :

- de l'évolution de la rémunération des acteurs d'ajustement (paiement au prix marginal par défaut) ;
- de l'augmentation de liquidité qui sera constatée avec la mise en place des CMOL.

Dans le cas où la question du « recentrage » des prix de règlement des écarts autour du prix EPEX SPOT DAY AHEAD devrait être traitée (cf. §5.3.5.2), RTE considère que les solutions permettant d'intégrer partiellement le prix marginal dans le prix de référence pour le règlement des écarts serait une bonne solution. A cette fin, les modalités pourraient être les suivantes :

- prix de référence basé sur les x MW les plus chers (comme dans le cas GB°,
- prix de référence basé sur $x \times PMP$ *et* $(1-x) \times PMA$.

5.3.5.5 Affectation des surcoûts relatifs aux activations pour cause réseau (RSO)

Les activations pour cause réseau conduisent :

- à intégrer au prix de règlement des écarts des pas demi-horaires concernés par l'activation, l'énergie délivrée, sur la base du prix marginal d'ajustement, ce qui revient à considérer que si cet ajustement n'avait pas eu lieu, un autre ajustement aurait eu lieu au prix marginal pour la gestion de l'équilibre offre-demande ;
- à renvoyer au TURPE la partie du coût supérieur au prix marginal d'ajustement P=C, en considérant que ce surcoût est lié au choix de localisation de l'activation.

RTE propose de ne pas modifier les modalités concernant l'affectation des surcoûts relatifs aux activations pour cause réseau.

5.3.5.6 Affectation des surcoûts relatifs aux activations pour cause marge (MAR)

Les activations pour cause marge conduisent :

- à intégrer au prix de règlement des écarts des pas demi-horaires concernés par l'activation, l'énergie délivrée, sur la base du prix marginal d'ajustement, ce qui revient à considérer que si ces ajustements n'avaient pas eu lieu, un autre ajustement aurait eu lieu au prix marginal pour la gestion de l'équilibre offre-demande ;
- à renvoyer au CAE la partie du coût supérieur au prix marginal d'ajustement P=C, en considérant que ce surcoût est lié au choix de la capacité à restaurer les marges disponibles.

RTE propose de ne pas modifier les modalités concernant l'affectation des surcoûts relatifs aux activations pour cause réseau.

5.3.5.7 Affectation des surcoûts relatifs aux activations pour cause services système (SSY)

Ce point est en cours d'instruction dans le cadre de la prochaine évolution des règles services système. Il n'est donc pas traité dans le cadre de cet appel à contributions.

Question 22 :

Partagez-vous l'orientation envisagée par RTE concernant les modalités de traitement des surcoûts financiers liés aux activations spécifiques RSO et MAR?

5.4 Equilibre financier annuel du CAE

5.4.1 Facteurs conduisant à la nécessité d'un rééquilibre financier du CAE

Les charges et produits du CAE supportés sur un pas demi-horaires sont majoritairement renvoyés aux responsables d'équilibre (RE) déséquilibrés du pas demi-horaire concerné.

Cependant, certaines charges et produits relatifs à un pas demi-horaires ne sont pas renvoyés vers les RE déséquilibrés sur ce pas demi-horaire.

Ces charges sont les contre-écarts (à système électrique équilibré, les RE courts sont facturés davantage que la rémunération versée aux RE longs), les contre-ajustements, les surcoûts marge.

5.4.2 Modalités d'équilibre financier du CAE

Actuellement, l'équilibre du CAE est réalisé annuellement par une modification du prix de règlement des écarts, une fois l'ensemble des écarts connus en volume. Cette modification du prix de règlement des écarts est effectuée par mise à jour du « coefficient k » de la matrice de règlement des écarts, qui conduit à augmenter ou réduire les recettes liées aux écarts de RE sur l'année A. La nouvelle valeur du coefficient k est celle qui permet d'annuler le solde du CAE pour l'année A.

Les volumes étant déterminé définitivement en M+12, il est nécessaire, pour calculer la valeur du coefficient k permettant l'équilibre du CAE pour l'année A, d'attendre M+12 du mois de décembre de l'année A (soit décembre de l'année A+1). Ainsi, la valeur du coefficient k permettant d'annuler le solde du CAE pour l'année A n'est connue qu'en début de A+2.

Lors des GT « Evolutions des règles MA-RE » organisés sur le premier semestre 2015, le sujet des modalités d'équilibre annuel du CAE a été abordé. Il ressort des discussions avec les acteurs de marché :

- une préférence pour le fonctionnement actuel, qui permet de faire payer aux RE actifs l'année A les charges d'équilibre de l'année A, par rapport à un fonctionnement ou le déséquilibre financier du CAE pour une année A est renvoyé sur les RE actifs de l'année A+1 ;
- une demande de disposer d'une estimation, dès l'année A+1, de la valeur du coefficient k permettant d'annuler le solde du CAE, même si les données du dernier mois sont des données M+1 ;
- une préférence pour un équilibrage du CAE à la maille annuelle (et non mensuelle ou trimestrielle), ce qui permet de lisser les charges renvoyées sur le coefficient k, via leur intégration sur une période longue.

RTE propose donc de ne pas modifier le fonctionnement actuel concernant la gestion de l'équilibre financier du CAE pour le compartiment « Energie » : ce fonctionnement semble satisfaire la communauté des RE tout en garantissant un fonctionnement du CAE équilibré et neutre financièrement pour RTE.

RTE propose, pour diminuer les incertitudes supportées par les RE du fait d'une revalorisation du prix des écarts en A+2, de publier dès le premier trimestre de l'année A+1, une estimation de la nouvelle valeur du coefficient k permettant l'annulation du solde du compte pour l'année A, basée sur les volumes disponibles en M+1, M+3, M+6 et M+12.

Question 23 :

Partagez-vous l'orientation envisagée par RTE concernant les modalités d'équilibrage financier du CAE ?

5.4.3 Evolution de la formule de rémunération des factures de reversement et réconciliation temporelle

Conformément à l'article C.20.3 des règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre et à l'article 5.3 des règles relatives au MA, RTE émet chaque année deux factures à destination des responsables d'équilibre (facture de reversement et facture de réconciliation temporelle).

Afin de tenir compte de la durée de portage de la trésorerie inhérente aux processus de reversement et de réconciliation temporelle, une rémunération des flux financiers est prévue aux règles :

- pour la facture de reversement :
    - rémunération à la moyenne mensuelle des taux journaliers EONIA sur la période de rémunération ;
    - rémunération des flux financiers sur la période allant du mois M+4 jusqu'au dernier jour du mois précédent le calcul du reversement.
- pour la facture de réconciliation temporelle :
    - rémunération à la moyenne des taux mensuels EURIBOR 12 mois ;
    - rémunération des flux financiers sur la période allant du mois M au mois de septembre de l'année A+2 (inclus).

En cohérence avec la recommandation de la CRE du 16 juin 2011 – relative à la formule de rémunération de la facture de réconciliation temporelle – et afin d'harmoniser les modalités de rémunération des flux financiers associés aux deux factures susmentionnées, RTE propose les modalités suivantes :

- rémunération à la moyenne des taux journaliers EURIBOR 12 mois tels que publiés sur le site de la banque de France :
    - https://www.banque-france.fr/economie-et-statistiques/changes-et-taux/les-taux-interbancaires.html ;
- rémunération sur la période suivante :
    - pour la facture de réconciliation temporelle : du mois M+3 à septembre A+2 inclus
    - pour la facture de reversement : du mois M+3 à février A+2 inclus.

En effet le taux EURIBOR 12 mois est le taux le plus approprié pour refléter de telles durées de portage. En outre, les factures mensuelles émises en fin de mois M+1 avec un délai de règlement de 30 jours ne donnant pas lieu à rémunération des flux financiers, RTE propose que la période de rémunération commence uniquement à M+3.

5.4.4 Impact sur l'équilibre annuel du CAE des évolutions proposées aux §5.2 et §5.3

Les propositions d'évolution formulées par RTE conduisent à modifier l'équilibre financier annuel du CAE, du fait du renvoi non systématique des charges et produits d'équilibrage d'un pas demi-horaire aux RE déséquilibrés de ce pas demi-horaire. Ces évolutions de l'équilibre financier annuel sont alors répercutées sur le coefficient k (qui annule *in fine* le solde du CAE pour une année donnée).

> *Par exemple, en prenant l'exemple de l'initiative IGCC, si les énergies mises en œuvre via la compensation des écarts sont valorisées au prix EPEX SPOT DAY AHEAD dans le PRE, la différence entre les flux financiers facturés entre GRT et le prix EPEX SPOT DAY AHEAD sera portée par le coefficient k.*

L'impact des propositions formulées par RTE a été simulé. Les tableaux suivant présentent l'impact des différentes propositions de RTE (i) sur le solde du CAE et sur la valeur définitive du coefficient k calculée en A+2. Les simulations ont été réalisées pour une valeur initiale de k à 0.

(en M€)	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
Solde Historique	-12	-7	-45	-65	-43
Impact proposition sur les énergies de réglage	-66	-55	-10	-7	-4
Impact proposition IGCC[13]	+10	+10	+10	+10	+10
Impact sortie des surcoûts SSY du CAE	+6	+9	+12	+15	+11
Impact sur le CAE du passage au « single price »	-29	-24	-24	-16	-9
Impact sur le CAE d'un prix de règlement basé sur le prix marginal (en single price)	+ 113	+ 85	+ 72	+ 86	+ 48

Impact sur le solde du compte ajustements écarts de l'intégration des nouveaux flux

(valeur de k, sans unité)	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
k « historique »	0,02	0,02	0,12	0,19	0,22
k avec énergies de réglage	0,15	0,14	0,14	0,20	0,21
k avec énergies de réglage & IGCC	0,13	0,12	0,11	0,17	0,16
k avec énergies de réglage & IGCC & surcoûts SSY sortis du CAE	0,12	0,10	0,08	0,13	0,11
k avec énergies de réglage & IGCC &	0,14	0,12	0,11	0,14	0,12

[13] Gain forfaitaire de 10M€/an estimé à partir de simulations sur l'année 2013

surcoûts SSY sortis du CAE & passage au single price					
k avec énergies de réglage & IGCC & surcoûts SSY sortis du CAE & passage au single price et calcul du PRE sur la base du PMA14	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,04	- 0,04

Impact sur la valeur du k de l'intégration des nouveaux flux

5.5 Publication

RTE envisage de publier quelques minutes après la fin d'un pas de règlement des écarts une estimation du déséquilibre du système électrique français (sur la base des volumes demandés) et une première estimation du prix de règlement des écarts. Cette publication serait de plus détaillée par une publication de toutes les informations disponibles en termes de volumes et de prix concernant les énergies d'équilibrage, par catégorie, activées à la maille France. Ces informations devraient aider les responsables d'équilibre à équilibrer leur portefeuille.

Question 24 :

La publication de ces éléments vous semble-t-elle nécessaire et utile ? Selon vous, d'autres éléments devraient ils être publiés?

5.6 Calendrier indicatif

Il est proposé que tous les nouveaux flux soient intégrés au CAE au 1er janvier 2017. Les modifications de la formule de tendance et de la formation du prix de règlement des écarts, intégrant les nouveaux flux interviendraient à cette même date.

Cette date du 1er janvier 2017 est la date de début d'application du TURPE 5. Il est effet préférable que le déplacement de flux financiers entre les comptes propres de RTE et le CAE intervienne en cohérence avec la définition du business plan de RTE pour un exercice tarifaire.

RTE prévoit que les éléments suivants évoluent à la date de mise en œuvre des règles MA-RE v8:

- L'intégration au CAE des flux financiers relatifs à IGCC et la rémunération de l'énergie de réglage secondaire ;
- la modification du prix de rémunération de l'énergie de réglage prévue par les règles SSY v3[15] ;
- la correction de la matrice de règlement des écarts pour renvoyer des incitations cohérentes lors de prix négatifs.

D'un point de vue opérationnel, les éléments de publication à la maille France pourront intervenir au milieu du 4ème trimestre 2016.

En ce qui concerne la date de passage de la matrice de règlement des écarts au « single price », RTE demande aux acteurs de marché d'exprimer leur préférence pour la date de changement (date d'entrée en vigueur des règles MA-RE v8, 1er janvier 2017, autre ?)

[14] Dans le cas d'un passage au {single price + PMA} à court terme, les modalités d'application du coefficient k seraient à réviser pour ne pas avoir à faire face à des valeurs de k négatives, pour lesquelles les incitations sont modifiées.

[15] https://concerte.fr/concertation/consultation-relative-%C3%A0-l%C3%A9volution-des-r%C3%A8gles-services-syst%C3%A8me-et-rema

Question 25 :

Que pensez-vous des éléments de calendrier de mise en œuvre envisagés ?

Dans le cas d'un passage du règlement des écarts au single price, quelle date privilégieriez-vous pour réaliser la modification ?

6. AUTRES

6.1 Clarifier les règles de préséance économique lors de l'activation d'une offre d'ajustement sur plusieurs plages de prix

6.1.1 Proposition d'évolution par rapport à l'existant

RTE estime que les modalités relatives à la sélection des offres d'ajustement pour un besoin d'ajustement concernant deux plages de prix consécutives manquent aujourd'hui de lisibilité et de justifications économiques.

Les modalités en vigueur sont décrites à l'article 4.4.1.2.1 des règles MA-RE en vigueur :

« Pour les ajustements hors contrainte de temps :

- *lorsque le besoin d'ajustement concerne deux Plages de Prix consécutives, dont plus d'une demi-heure sur la première Plage, RTE utilise les Offres suivant l'ordre de préséance économique de la première Plage de Prix ;*
- *lorsque le besoin d'ajustement concerne deux Plages de Prix consécutives, dont moins d'une demi-heure sur la première Plage, RTE utilise les Offres suivant l'ordre de préséance économique de la deuxième Plage de Prix. »*

Afin de clarifier le mode opératoire, tant pour les acteurs de marché que pour les opérateurs de RTE, RTE propose d'utiliser les offres d'ajustement suivant l'ordre de préséance économique de la plage de prix incluant leur instant d'activation. Après le changement de plage de prix, RTE revoit, comme actuellement, le respect de la préséance économique et désactive les offres qui ne sont plus dans la préséance économique.

Exemple :

A 10h, l'opérateur du centre de contrôle national anticipe un besoin d'ajustement pour 10h45. L'instant d'activation des offres d'ajustement qu'il va solliciter sera donc à 10h45. Avec les nouvelles modalités, il va choisir les offres suivant l'ordre de préséance économique de la plage de prix [06h00 ; 11h00[. En anticipation/à partir de 11h00, l'opérateur vérifie que les capacités appelées préalablement restent dans l'ordre de préséance économique. Si ce n'est pas le cas, elles sont désactivées au plus vite en respectant les conditions d'utilisation des offres.

Question 26 :

La modification proposée vous semble-t-elle satisfaisante ?

6.1.2 Calendrier indicatif

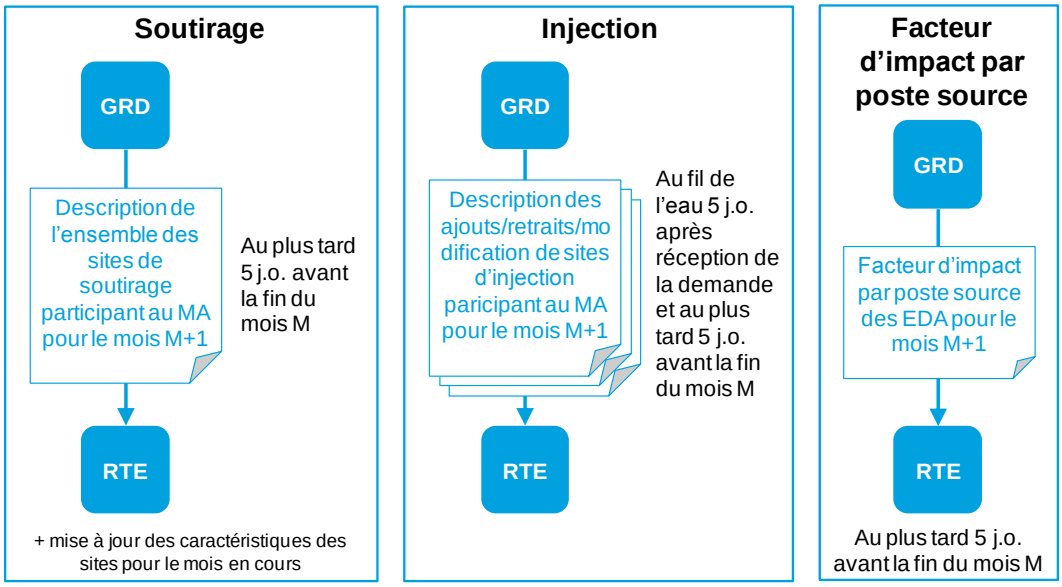
RTE suggère de mettre en œuvre cette modification dès la mise en œuvre des règles MA-RE v8.

6.2 Faire évoluer les échanges de données entre RTE et les GRD dans le cadre du mécanisme d'ajustement

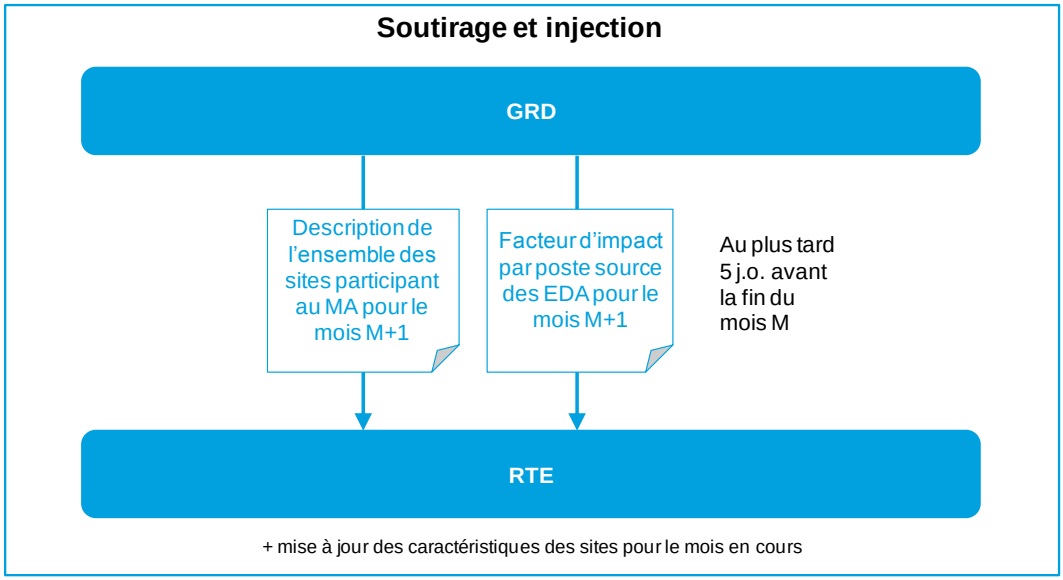
6.2.1 Gestion des périmètres d'ajustement RPD

En application de l'option de délégation prévue a l'article 3 du décret effacements, les règles MA-RE v7, entrées en vigueur le 1er avril 2015, introduisent un modèle décentralisé de gestion des périmètres confiant au gestionnaire de réseau de distribution un rôle dans la collecte et de la transmission à RTE des données nécessaires à la gestion contractuelle, opérationnelle et financière du MA.

Les règles MA-RE v7 introduisent des modalités de transmission de données de périmètre différentes pour les sites d'injection et les sites de soutirage :



RTE se propose d'instruire, dans le cadre de la concertation relative aux règles MA-RE v8, une évolution du processus de transmission des données de périmètres visant à harmoniser le traitement des périmètres injection et soutirage :



Les modalités pratiques d'échange de données entre RTE et les GRD (formats et vecteurs techniques) découlant du schéma ci-dessus devront être définies à travers une série d'ateliers que RTE organisera d'ici fin 2015.

Question 27 :

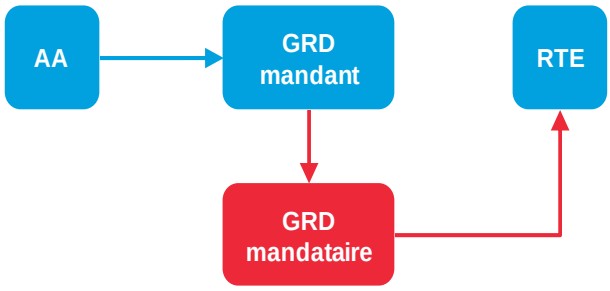
Les modalités de transmission des données de périmètre injection proposées par RTE vous semblent-elles satisfaisantes ?

6.2.2 Introduction d'un régime de mandat

Afin de faciliter la mise en œuvre des échanges de données avec RTE dans le cadre du MA, RTE propose d'introduire un régime de mandat permettant à un GRD de transférer à un autre GRD ses responsabilités concernant :

- l'envoi à RTE des données de périmètre d'ajustement ; et
- l'envoi à RTE des données de courbe de charge pour le contrôle du réalisé.

Dans un souci d'efficacité, RTE propose que le GRD mandataire constitue l'unique interlocuteur de RTE pour l'échange de données relatives aux sites raccordés au réseau du GRD mandant, notamment les informations relatives aux ordres d'ajustement passés sur des EDA comportant au moins un site raccordé au réseau du GRD mandant.



Question 28 :

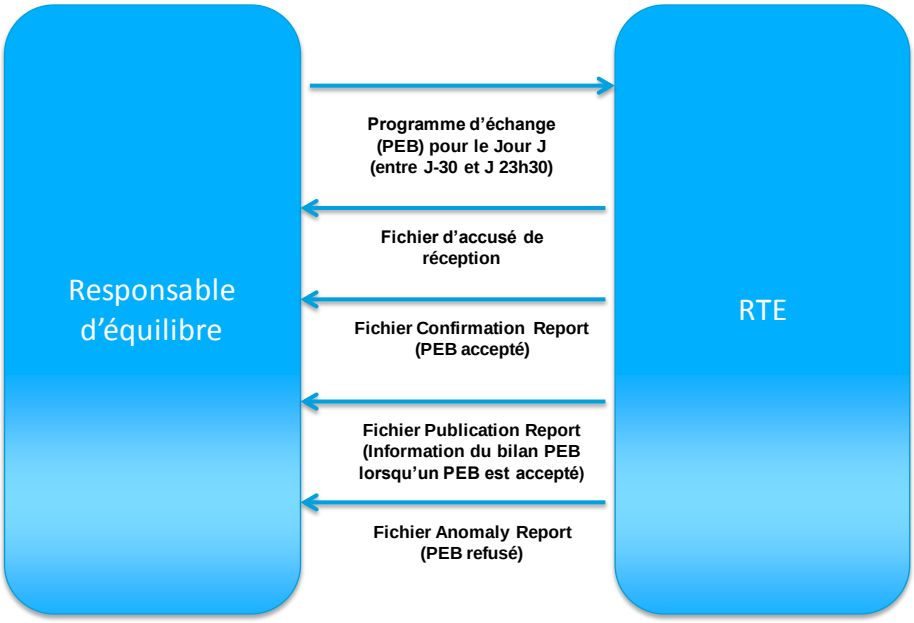
Le régime de mandat proposé par RTE répond-t-il à vos attentes ? Souhaiteriez-vous étendre le périmètre du mandat à la relation avec les AA ? Si oui, quelles modalités envisagez-vous pour permettre aux AA d'identifier les interlocuteurs pour la gestion des périmètres ?

ANNEXE 1. EVOLUTION DU SERVICE D'ECHANGES DE BLOCS – PROCESSUS A L'ETUDE

1.1 Processus d'échanges de blocs

Dans le cadre de l'évolution du service d'échanges de blocs, RTE propose d'étudier la mise en place d'un processus qui repose sur les standards de programmation européens tels que définis par l'ENSTOE (ENTSOE- Scheduling System[16]).

A ce stade, RTE envisage le processus d'échange suivant :



- à la réception d'un programme d'échange de blocs (PEB), RTE transmet un fichier d'accusé de réception indiquant si le programme est conforme ou non conforme (« rejeté ») ;
- si le programme est conforme :
    - Dans le cas d'un échange RE-RE :
        - si RTE n'a pas déjà reçu un programme de la part de la contrepartie, le programme est enregistré par RTE à l'état « en attente de matching » ;
        - si RTE a reçu un programme de la part de la contrepartie et que toutes les conditions d'acceptation énumérées ci-dessous sont réunies, RTE réalise le matching. Le programme est enregistré par RTE à l'état « accepté » ;
        - si RTE a reçu un programme de la part de la contrepartie mais que toutes les conditions d'acceptation énumérées ci-dessous ne sont pas réunies, le programme est enregistré par RTE à l'état « refusé ».

[16] https://www.entsoe.eu/publications/electronic-data-interchange-edi-library/work%20products/ESS/Pages/default.aspx

- lors de l'enregistrement d'un programme à l'état « en attente de matching », RTE détermine une heure limite de réception du programme de la contrepartie :
    - si le programme d'échange de blocs pour le jour de livraison J est reçu avant 16h30 en J-1, l'heure limite de réception de la contrepartie est 16h29 ;
    - si le programme d'échange de blocs pour le jour de livraison J est reçu après 16h30 en J-1, l'heure limite de réception du programme de la contrepartie est la demi-heure ronde correspondante au premier pas du programme d'échange dont la valeur est différente de celle détenue par RTE pour cet échange (zéro par défaut ou le programme préalablement matché).
- pour un programme enregistré à l'état « en attente de matching », si RTE ne reçoit pas de programme de la part de la contrepartie avant l'heure limite de réception du programme de la contrepartie tel que défini ci-dessus, le programme passe de l'état « en attente de matching » à l'état « refusé ».

- Dans le cas d'un échange RE-Site :
    - si toutes les conditions d'acceptation énumérées ci-dessous sont réunies, le programme est enregistré par RTE à l'état « accepté ».
    - si le RE dépasse son volume d'énergie journalier, le programme ne peut être accepté, il est donc enregistré à l'état «refusé » ».

Dans les deux cas (RE-RE ou RE-Site) :

- l'enregistrement d'un programme à l'état « accepté » sera accompagné de l'envoi d'un « Confirmation Report » indiquant l'acceptation du programme et d'un « bilan journalier » précisant le volume d'énergie journalier du responsable d'équilibre. Ces éléments seront transmis à chacune des contreparties ayant nominé (i.e. : aucun échange avec le site dans le cas des NEB RE-Site) ;
- l'enregistrement d'un programme à l'état « refusé » sera accompagné d'un « Anomaly Report » transmis par RTE aux contreparties précisant la nature du refus :
    - (1) Valeurs transmises par la contrepartie non concordantes ;
    - (2) Vous dépassez votre volume d'énergie journalier autorisé ;
    - (3) Votre contrepartie dépasse son volume d'énergie journalier autorisé ;
    - (4) L'heure limite de réception du programme de votre contrepartie est dépassée (dans ce cas l'« Anomaly report » n'est pas envoyé à la contrepartie n'ayant pas programmé).

1.2 Conditions d'acceptation d'un programme d'échange de blocs

Les conditions cumulatives d'acceptation par RTE d'un programme d'échange de blocs sont les suivantes :

- le programme d'échange de blocs est conforme au format défini dans les règles ;
- l'acteur émetteur du programme d'échange de bloc est soit le responsable d'équilibre vendeur, soit le responsable d'équilibre acheteur ;
- le jour de livraison du programme d'échange de bloc doit être compris entre J et J+1 ;
- si le jour de livraison est le jour J, la chronique de valeurs d'échange d'énergie ne doit pas modifier les pas de temps antérieurs à l'heure de réception arrondie à la demi-heure supérieure (exemple : si l'heure de notification est 1h17, alors les trois premiers pas demi-horaires de la journée ne peuvent pas être modifiés) ;
- RTE a reçu un programme identique de la part de la contrepartie du responsable d'équilibre avant l'heure limite de réception du programme de la contrepartie ;
- s'il s'agit d'un programme d'échanges de blocs à la vente, il n'induit pas de dépassement du volume d'énergie journalier autorisé pour le responsable d'équilibre (ce critère doit aussi être respecté pour sa contrepartie).

Question 29 :

Le processus tel qu'envisagé par RTE correspond-il à vos attentes ?

Aujourd'hui, afin de transmettre vos programmes d'échanges de blocs au format XML à RTE :

- *utilisez-vous la macro Excel fournie par RTE ?* ☐ *OUI* ☐ *NON*
- *une intervention humaine est-elle nécessaire ?* ☐ *OUI* ☐ *NON*

  Si oui, quel est selon vous, le point de difficultés actuel vous empêchant une automatisation complète de la chaîne d'envoi des programmes ?

A la cible :

- *le maintien de l'envoi des programmes d'échanges de blocs par email :*
  - *vous semble-t-il acceptable ?* ☐ *OUI* ☐ *NON*
  - *y voyez-vous un inconvénient particulier ?* ☐ *OUI* ☐ *NON*

    Si oui, lequel ?
- *le passage de l'envoi des programmes d'échanges de blocs par protocole https vous semble-t-il acceptable ?*
  - *vous semble-t-il acceptable ?* ☐ *OUI* ☐ *NON*
  - *y voyez-vous un inconvénient particulier ?* ☐ *OUI* ☐ *NON*

    Si oui, lequel ?
- *considérez-vous qu'une IHM (Interface Homme Machine) soit nécessaire pour le service d'échanges de blocs ? Quelles fonctionnalités pour cette IHM vous sembleraient indispensables ?*
- *en fonction de vos propres expériences sur d'autres plateformes d'échanges de blocs étrangères, avez-vous des suggestions sur les modalités techniques d'échanges / de publication ou de restitution des programmes acceptés ?*