Appel à contributions de RTE du 15 juillet 2015 sur l'évolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

Contribution d'EDF

04/09/2015

RTE a lancé un appel à contributions pour cadrer les évolutions à introduire dans la version 8 des règles MA-RE prévue pour entrer en vigueur en avril 2016. Cet appel à contributions fait suite à une concertation initiée en janvier 2015 et qui a couvert de nombreux sujets. EDF apprécie de pouvoir s'exprimer sur ces sujets majeurs avant qu'un projet de texte soit rédigé et soumis à consultation.

Malgré la volonté initiale de RTE de séparer clairement les groupes de travail consacrés aux évolutions devant intervenir dès 2016 et les ateliers consacrés aux évolutions ultérieures qui résulteront de la déclinaison du code Balancing, EDF constate que les sujets ont été mélangés et que cela a conduit à complexifier la contribution des participants.
Par ailleurs, le sujet des règlements financiers relatifs aux responsables d'équilibre (RE) est un sujet extrêmement complexe, sur lequel seul RTE dispose des données pour réaliser des analyses pertinentes : EDF regrette que ces éléments n'aient pas été communiqués aux acteurs et que seuls les résultats synthétiques aient été communiqués, de surcroît tardivement.

En synthèse :

- EDF considère que la valorisation d'un ajustement n'est envisageable qu'à condition d'évaluer le service qui est rendu au système électrique. Dans le cas des effacements de consommation, un ajustement utile correspond à une modification du soutirage mesurée à l'échelle d'un site, aucun effet utile ne peut être attendu d'actions individuelles qui pourraient être compensées au sein d'un même site. Dès lors, il n'apparait pas pertinent de chercher à isoler l'action d'un appareil ou d'un *process* en particulier au sein d'un site de consommation. En outre, une telle expérimentation ne semble pas compatible avec les textes en vigueur, notamment la définition légale d'un effacement de consommation. EDF s'oppose donc à la mise en place des règles expérimentales envisagées par RTE.
- EDF accueille favorablement les modalités proposées pour la participation d'un même site à plusieurs mécanismes de marché dans la mesure où elles respectent l'impératif de bonne répartition des volumes d'énergie entre acteurs. EDF soutient la mise en place de méthodes de contrôle du réalisé précises et fiables et considère que RTE doit poursuivre l'élargissement du catalogue des méthodes, avec pour cible l'utilisation en toute impartialité pour chaque type d'effacement de la méthode la plus performante.
- Dans un contexte d'évolutions majeures attendues de la déclinaison du futur code Balancing, EDF appelle à définir dans un premier temps une cible cohérente de l'ensemble du mécanisme d'équilibrage, afin dans un second temps d'établir un calendrier d'application permettant à l'ensemble des acteurs de cerner les priorités et d'implémenter les changements. A cet égard, EDF apprécie l'annonce faite en CAM d'une concertation à venir fin 2015 sur une feuille de route des évolutions du MA.

- Le projet de code Balancing définit en cible le principe d'un règlement des écarts en « *single price* ». Parmi les choix d'implémentation possibles proposés par RTE, EDF préconise de conserver un prix de référence cohérent avec la rémunération des offres retenues sur le MA ainsi que d'assurer l'équilibre du compte ajustements/écarts par un coefficient k. Toutefois, l'analyse des impacts d'un changement du prix de règlement des écarts sur la gestion du système électrique devrait être menée globalement dans le cadre de la feuille de route sur l'équilibrage, et non pas conclue en amont. Il apparait donc prématuré de prendre une telle décision d'évolution dès la version 8 des règles.
- EDF ne partage pas l'interprétation de RTE quant à la déclinaison de l'exigence de neutralité financière du gestionnaire de réseau de transport (GRT) posée par le code Balancing, et qui conduirait à transférer aux RE l'ensemble des coûts liés à l'énergie d'ajustement : une couverture des coûts par le TURPE apparait tout aussi compatible avec les exigences du futur code. EDF considère que l'analyse de l'affectation des coûts doit être faite au cas par cas : des incitations pertinentes doivent être envoyées aux RE quand ces derniers disposent des moyens d'action permettant de diminuer les coûts en question, sinon il est préférable de les répercuter directement aux consommateurs via le TURPE.

1. Effacements de consommation

Question 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 ?

EDF estime que les conditions ne sont pas réunies pour la mise en place de règles expérimentales relatives à la sous-mesure.

Pour les ajustements comme pour les autres services (services système, participation au marché de gros), les effets du service rendu doivent pouvoir être évalués au niveau du système dans son ensemble pour être valorisés. C'est d'ailleurs le rôle d'un agrégateur que d'agréger des unités pour atteindre un effet significatif pouvant être évalué correctement à l'échelle du système électrique. En matière d'équilibrage, aucun effet utile ne peut être attendu d'actions individuelles qui pourraient être compensées par ailleurs, il n'est donc pas envisageable d'accorder une rémunération au titre de ces actions.

En outre, sur le plan juridique, une baisse de consommation électrique qui ne serait observée qu'à l'échelle d'un sous-ensemble d'un site, sans conduire à une baisse effective du soutirage du site, ne peut pas être considérée comme un effacement au sens de la loi. L'article L. 271-1 du code de l'énergie définit en effet l'effacement de consommation d'électricité comme *« l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement ou un fournisseur d'électricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité d'un ou plusieurs sites de consommation, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée* ».

De plus, EDF rappelle que les dispositions de l'article L. 322-8 du code de l'énergie confient aux gestionnaires de réseau le monopole de comptage, assurant ainsi la neutralité des acteurs en charge de la mesure par rapport aux résultats de ces mesures. L'utilisation de données relevées par des opérateurs d'effacement eux-mêmes ne peut être que transitoire, en attendant que des dispositifs de comptage capables de relever des courbes de charge soient déployés. En avril 2014, dans le cadre de la concertation « NEBEF et qualification de données », RTE avait d'ailleurs indiqué que le sujet de la qualification des données issues des opérateurs d'effacement était transitoire et prendrait fin lors du déploiement de Linky.

Dès lors, EDF s'oppose à la mise en place des règles expérimentales envisagées par RTE.

Par ailleurs, EDF note que RTE indique qu' « *aucun exemple concret n'a cependant été exposé* […] *pour permettre une évaluation du bénéfice réel que peut apporter l'utilisation de la sous-mesure* », et ce malgré des discussions tenues depuis 2011 et malgré l'existence de dispositions qui pourraient permettre d'affiner le contrôle du réalisé. En particulier, l'intérêt de recourir au service de décompte pourrait être étudié.

Question 2 : Partagez-vous les propositions de déclinaison de RTE ?
Des déclinaisons supplémentaires des principes doivent elles être intégrées ?
Certaines déclinaisons doivent elle être assouplies ?

Comme précisé ci-dessus, EDF s'oppose à mise en place de règles expérimentales pour la sous-mesure.

Par ailleurs, EDF constate que les conditions proposées supposent la vérification que les effacements constatés via un dispositif de sous-mesure soient cohérents avec ceux constatés via le dispositif de comptage au niveau de l'ensemble du site. À cet égard, la condition n° 4 soulève la question de l'intérêt de l'expérimentation proposée.

Enfin, EDF s'étonne que parmi les conditions et déclinaisons retenues, les questions du contrôle du réalisé appliqué à ces sous-mesures et du versement aux fournisseurs, y compris le cas échéant par correction des courbes de charge, ne soient pas évoquées, étant donné l'importance de ces questions dans le bon fonctionnement des mécanismes de marché.

Question 3 : Partagez-vous cette proposition ?

EDF partage les préoccupations de RTE sur les transferts de puissance entre sites distincts.

En revanche, la proposition qui consiste à demander aux opérateurs de mener une analyse qualitative des transferts ne parait pas viable : quelles seraient les motivations des opérateurs d'effacement pour mener ces analyses ? Quelles seraient les modalités de contrôle de ces analyses ?

EDF s'interroge également sur les résultats à attendre de ces « études qualitatives » : par nature, la valorisation des effacements dissociables de la fourniture nécessite des dispositifs d'évaluation performants et seules des analyses quantitatives, menées sur la base de données suffisamment précises et de qualité, pourraient permettre un traitement satisfaisant de cette question.

Question 4 : Partagez-vous l'intérêt de cette évolution ?
Si oui, considérez-vous que les modalités proposées sont satisfaisantes ?

EDF accueille favorablement cette évolution. Les conditions proposées pour sa mise en œuvre devraient permettre de limiter les risques en cas de litige sur les données.

De manière générale la possibilité de participation croisée à plusieurs mécanismes de marché offerte par les évolutions des règles rend d'autant importante la mise en cohérence totale des différentes règles de marché pour renforcer leur robustesse et leur compréhension par les acteurs non seulement pour le contrôle du réalisé mais pour l'ensemble des dispositifs communs aux mécanismes (versement, affectation des flux d'énergie, etc).

A titre d'illustration, en l'état des différents jeux de règles en vigueur, il est possible que deux méthodes de contrôles du réalisé différentes soient appliquées pour une même entité activée, avec des critères de qualité différents selon qu'il s'agit d'un volume effacé dans le cadre des règles relatif au dispositif NEBEF ou au MA. EDF considère que cette situation ne saurait être que transitoire et renouvelle sa demande, déjà exprimée lors de précédentes consultations, qu'un corpus commun de méthodes de contrôle du réalisé pour l'ensemble des mécanismes soit mis en place.

Question 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 ?

EDF est favorable à l'introduction de méthodes de contrôle du réalisé précises et fiables pour estimer la consommation de référence.

À ce titre, EDF s'est déjà prononcée sur l'intérêt des méthodes traduisant le comportement de consommation des clients (méthodes par prévision mais aussi méthodes de l'historique, méthodes statistiques, etc.) par rapport à la méthode dite « du rectangle simple».

En revanche, EDF s'étonne que les modalités proposées permettent une redéclaration des courbes de référence à chaque guichet du MA et estime qu'elles présentent des biais. En effet, les modalités présentées laisseraient la possibilité de transmettre la courbe de référence à très court terme aux différents guichets du MA, à des échéances de plus en plus proches du temps réel et qui pourraient permettre aux acteurs de tenir compte dans leurs redéclarations d'une vision de plus en plus précise de la tension du système, et donc de la probabilité d'activation de leur offre d'ajustement par RTE. Afin de réduire cette possibilité, EDF préconise de limiter l'envoi de la courbe de référence au plus tard en J-2. Au-delà de cette échéance, EDF estime que les acteurs disposent de visibilité sur la tension du système (après le *clearing* du marché de l'énergie et après les messages d'alerte de RTE relativement aux offres des acteurs pour le MA).

La prévision de consommation étant totalement à la main des opérateurs d'effacement, EDF partage l'avis de RTE sur la nécessité d'une homologation initiale des EDA et de son renouvellement mensuel. Des méthodes de contrôle qui ne se baseraient que sur des données mesurées par les gestionnaires de réseaux, comme la méthode de l'historique, présentent un avantage certain à cet égard.

EDF ne s'oppose pas aux critères proposés par RTE (seuil de tolérance et nombre d'excursions). Il serait néanmoins souhaitable de se demander si le nombre d'excursions autorisées ne devrait pas dépendre du pas : autant le nombre de 30 excursions semble raisonnable pour un pas 5 minutes, autant il devrait être plus faible pour un pas de comptage plus important. Le test sur le centrage de la prévision et la proposition de réviser les volumes valorisés en cas d'atteinte à 50% des critères d'homologation semblent aller dans le bon sens.

Par ailleurs, EDF regrette que la méthode du rectangle à simple référence reste la méthode utilisée par défaut en cas d'absence d'homologation d'une EDA pour la méthode par prévision ou en l'absence de choix de méthode par l'acteur. EDF estime que la méthode du rectangle simple comporte des biais (prise en compte des arrêts prévus, anticipation des consommations…) qui ont été déjà largement exposés lors des concertations précédentes. *A minima*, la méthode dite « du double rectangle » devrait la remplacer : elle permet de s'affranchir avec certitude de certains biais et ne devrait pas soulever de contraintes opérationnelles particulières.

RTE doit poursuivre l'élargissement du catalogue à d'autres méthodes du contrôle du réalisé, avec pour cible l'utilisation en toute impartialité pour chaque type d'effacement de la méthode la plus performante. A cet égard, EDF reste opposée au principe du choix par l'opérateur d'effacement de sa méthode de contrôle : cela est contraire aux recommandations faites par la *task force* de la

Commission européenne[1] et ce n'est pas en phase non plus avec la pratique mise en œuvre dans d'autres systèmes. Le cas de l'organisation mise en place par PJM aux États-Unis pour la certification et la sélection des méthodes de contrôle illustre ainsi une répartition des responsabilités en phase avec ces recommandations, en confiant à PJM le pouvoir de décision final de la méthode de contrôle ainsi que les calculs de courbes de référence[2].

Afin de poursuivre l'élargissement du catalogue des méthodes, EDF préconise l'ajout de la méthode dite par historique, déjà proposée à titre d'expérimentation dans le cadre des futures règles NEBEF. En s'appuyant sur des données de comptage, cette méthode présente au moins deux intérêts majeurs :

- elle peut être mise en œuvre par un gestionnaire de réseau, donc par un acteur sans intérêt direct dans le volume d'effacement estimé ;
- les données sont objectives, issues de dispositifs répondant à un cahier des charges précis, et ne sont pas directement manipulables par les acteurs du marché.

Les méthodes par historique bénéficient d'ailleurs de retours d'expérience assez positifs dans d'autres systèmes, comme dans le système PJM[3] où différentes méthodes de contrôle du réalisé ont fait l'objet d'une analyse empirique.
Plus généralement, EDF regrette que l'introduction de nouvelles méthodes pâtisse de calendriers de concertation et d'évolutions des règles différents selon les mécanismes de marché et de l'absence d'un corpus de règles commun[4].

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 ?
Question 7 : Estimez-vous que la proposition de RTE est satisfaisante ?
Question 31 : Souhaiteriez-vous étendre le régime de mandat à l'application du modèle corrigé sur les sites RPD ?

L'application exclusive du modèle corrigé assure l'absence d'arbitrage entre le montant du versement fixé dans le barème et la part énergie du prix de fourniture appliquée au site. EDF accueille donc favorablement la démarche visant à étendre son application à d'autres catégories de sites que les sites RPT en lieu et place du modèle régulé.

A ce titre, EDF s'étonne que RTE s'interroge sur la possibilité d'introduire le modèle corrigé de manière optionnelle, puisque dès lors que les règles retiennent ce modèle pour des sites dont RTE précise les caractéristiques, alors il s'applique obligatoirement aux sites ainsi caractérisés. En effet, l'article 8 du décret 2014-764 précise dans son alinéa 3 que les règles relatives à la mise en œuvre des effacements de consommation disposent de la faculté de prévoir un modèle à consommation

[1] Source : "Refinement of EG3 regulatory recommendations for the deployment of flexibility", Juin 2015
[2] Source : PJM, "Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations", Avril 2015
[3] Une étude empirique a notamment permis de comparer la précision et les coûts de mise en œuvre de différentes méthodes et a montré une relative satisfaction vis-à-vis des méthodes de contrôle par historique. Elle souligne également le moindre risque qu'elles posent concernant les effets d'anticipation et de report, par rapport à des méthodes plus frustes comme le rectangle à simple référence. Source : KEMA, "PJM Empirical Analysis of Demand Response Baseline Methods", Avril 2011
[4] Ainsi, la méthode par prévision de consommation fait l'objet d'une concertation dans le cadre des règles alors qu'elle est déjà en vigueur dans les règles NEBEF, la méthode par historique est en cours d'expérimentation NEBEF et n'est pas encore envisagée dans RE/MA.

corrigée pour les modalités de mise en œuvre du versement. En revanche, dès lors que les règles prévoient le recours au modèle à consommation corrigée, l'usage de l'expression « *en lieu et place de l'application de barèmes forfaitaires* » indique une application automatique de ce modèle pour les sites qui présentent les caractéristiques précisées par RTE dans les règles. Par ailleurs, le décret ne prévoit pas expressément que l'application du modèle à consommation corrigée puisse être optionnelle pour les sites visés.

Sur le régime de mandat, EDF ne voit pas d'opposition à la possibilité de l'étendre à l'application du modèle corrigé sur les sites RPD dès lors que l'entité mandatée présente les caractéristiques nécessaires ; en particulier, le mandaté doit être en mesure d'effectuer les opérations de reconstitution des flux du site de soutirage conformément à la section 2 des règles MA/RE.

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 ?

EDF souhaite que les délais de mise à disposition des données de courbe ajustée établies à partir du contrôle de réalisé soient réduits de manière à éviter des factures de régularisation pour les clients finals et le RE.

EDF accueille favorablement la proposition d'ERDF d'effectuer un pré-contrôle du réalisé, afin de minimiser les régularisations ultérieures des courbes publiées en S+2.

Question 32 : Parmi ces trois méthodes de répartition du volume réalisé, quelle est votre préférence ?

La bonne affectation des volumes d'énergie aux acteurs de marché, au plus près de la réalité des consommations et des productions dont ils sont responsables, doit être la priorité des règles RE/MA.

Dans cette optique, toute méthode de répartition basée sur une clé statistique qui ne tient pas compte des volumes effectivement réalisés est à proscrire, puisqu'elle constituerait un recul par rapport aux règles de répartition actuelles au sein d'une EDA télérelevée.

EDF est en faveur d'un envoi des prévisions site par site, seule modalité à même de permettre une répartition exacte du volume d'effacement effectif sur chaque sous-ensemble dans un contexte de « multi-tout », dans lequel les EDA sont constituées d'entités aux caractéristiques différentes (différents RE, différents fournisseurs, différents modes de relevé). De telles modalités ne préjugent par ailleurs en rien des flux financiers effectivement réalisés par un acteur d'ajustement entre les sites qui composent son EDA, libre à lui de proposer des modalités *ad hoc* simplifiées de répartition des flux financiers entre les sites qui composent ses EDA. A l'inverse, le choix d'un envoi de prévisions directement agrégées ne permettrait pas aux acteurs qui le souhaitent de procéder à une répartition exacte.

Parmi les trois solutions proposées, celle consistant à effectuer une répartition des volumes réalisés via une clé de répartition statique entrainerait nécessairement des allocations arbitraires et approximatives d'énergie entre les RE, qui se répercuteront sur les règlements financiers. Cela conduirait à distordre le caractère vertueux et incitatif du dispositif de responsable d'équilibre. En effet, avec une telle méthode, un site appartenant à une EDA télérelevée et n'ayant pas participé à l'effacement pourraient se voir affecter à tort un volume effacé.

Quant à la méthode hybride qui consiste à répartir les volumes réalisés au sein d'une EDA par la méthode du rectangle à simple référence, son intérêt semble limité dans la mesure où les acteurs pour pouvoir utiliser la méthode par prévision doivent démontrer leur capacité à établir des prévisions satisfaisantes à l'échelle du site. Par ailleurs, cette proposition pose un certain nombre de questions d'implémentation : comment gérer les limitations sur les durées d'effacement de la méthode du rectangle ? Comment répartir les énergies sur des effacements pouvant aller jusqu'à 6 heures ?

EDF est donc favorable à la mise en place de la méthode prévoyant l'envoi des courbes prévisionnelles pour chaque site constituant une EDA, car elle permet la répartition la plus précise des volumes effacés.

2. Évolution du dispositif d'échange de blocs

En préambule, EDF s'interroge sur la nécessité d'une refonte du dispositif de NEB proposée par RTE dans le contexte actuel. Les évolutions requises pour le mécanisme d'ajustement, notamment du fait du code Balancing, vont imposer des modifications lourdes (processus et SI) aux acteurs : dans ce contexte, EDF ne considère pas la refonte des NEB comme un sujet prioritaire.

Par ailleurs, ces évolutions vont certainement conduire à d'autres changements du processus de gestion infra-journalière : l'évolution du dispositif NEB pourrait être envisagée ultérieurement dans le cadre de la définition de la cible sur le fonctionnement IJ.

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 ?

La proposition de RTE d'acceptation/refus des programmes d'échange de blocs au fil de l'eau permettrait d'écrêter les Programmes d'un RE vendant au-delà de son « Volume d'Énergie Journalière Autorisée », au lieu d'annuler l'ensemble, ce qui répondrait à la demande formulée par la CRE dans sa délibération du 26 février 2015.
Néanmoins, EDF observe qu'un simple écrêtement au prorata des volumes de chaque bloc lors de la phase de *matching* conduirait au même résultat, sans imposer une refonte de l'ensemble du dispositif.

EDF observe que RTE n'évoque pas ici une autre demande de la CRE, abordée lors du GT du 5 mai 2015 : compléter le périmètre de suivi des volumes d'énergie journaliers par la prise en compte des marchés infra-journaliers et de l'import/export. EDF considère qu'il est nécessaire de prendre en compte ces volumes avant le démarrage effectif du dispositif d'annulation de NEB.

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

Sur le principe, EDF est favorable à l'accélération des échanges d'information, sous réserve de disposer en continu des mêmes informations qu'aux « pré-matchings » actuels (bilan de tous les programmes d'échange de blocs, acceptés ou rejetés/modifiés).

Cette proposition présente cependant un risque opérationnel. En effet, le processus actuel permet que les RE soient informés en avance d'un risque de *mismatch* : le RE à l'origine de l'erreur a jusqu'à l'heure limite d'accès au réseau J-1 ou au prochain guichet IJ pour effectuer une correction.
Avec la proposition de RTE, les deux programmes d'échange seraient rejetés en cas de *mismatch* et les deux RE devraient procéder à des renominations. En cas d'erreur d'un RE ayant un grand nombre de contreparties, cela imposerait à l'ensemble des contreparties de réaliser des actions correctives.
Pour EDF, il est impératif que seul le RE à l'origine de l'erreur doive procéder à une renomination, comme c'est le cas aujourd'hui : pour cela, les programmes discordants doivent être conservés par RTE jusqu'à la dernière échéance compatible, en attendant la renomination d'un programme correct par le RE à l'origine de l'erreur. EDF est donc favorable à la proposition de RTE de suppression des guichets infrajournaliers pour la réalisation des *matchings* mais demande de maintenir une heure limite jusqu'à laquelle les nominations de NEB peuvent être corrigées.

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 ?

EDF s'interroge sur les raisons qui nécessiteraient de faire évoluer les modalités actuelles. En particulier, EDF considère qu'il est plus facile de générer un fichier unique dans les situations de mode dégradé.

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 ?

EDF demande le maintien d'une distinction nette entre J-1 et IJ, cohérente avec l'heure limite d'accès au réseau de la programmation des moyens de production et les nominations aux interconnexions. L'horaire actuel (16h30) apparait approprié.
Concrètement, cela signifie que RTE effectuerait un *matching* J-1 en continu jusqu'à 16h30 (les programmes restés discordants jusqu'à cette échéance seraient rejetés).
L'envoi d'un bilan de l'activité NEB à 16h30, à condition qu'il soit précédé d'informations antérieures sur les risques de *mismatching* laissant le temps aux RE de les corriger avant le guichet, est jugé suffisant pour que les RE puissent suivre leur position J-1.

Par ailleurs, RTE n'envisage pas d'ouvrir la possibilité de notifier et d'accepter des programmes d'échanges de blocs a posteriori. EDF partage la position et les arguments de RTE : cette possibilité doit être écartée.

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 ?

Le gain opérationnel que représenterait la suppression des annexes 1 et 3 de la section 3 des Règles RE-MA est à relativiser : toute relation entre deux RE est nécessairement tributaire de l'établissement d'un contrat commercial entre les contreparties, les annexes concernant l'ouverture/fermeture des NEB RE-RE peuvent être signées à cette occasion.
Si elle ne doit pas être le motif de l'évolution du dispositif de NEB, EDF considère néanmoins que dans le cas de RE disposant d'un nombre important de contreparties, cette simplification opérationnelle serait appréciée.

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 ?

EDF partage l'analyse de RTE sur la nécessité de modifier les règles de traitement des nominations discordantes en préalable à la suppression de l'ouverture a priori des NEB RE-RE. En effet, la règle actuelle, en J-1, est que RTE retienne la moitié des deux nominations : un RE pourrait être exposé à des soutirages abusifs en cas de nomination erronée d'un tiers avec lequel il n'a pas de contrat bilatéral (seul moyen pour obtenir une indemnisation pour les écarts générés).

EDF observe que les nouvelles règles proposées par RTE nécessiteraient de passer en revue l'ensemble des contrats bilatéraux RE-RE pour vérifier leur robustesse aux nouvelles modalités applicables en cas de mismatch, et le cas échéant de les adapter.

EDF est favorable à une règle de traitement des situations de *mismatching* non corrigées au guichet qui permette de minimiser l'écart créé dans les deux périmètres tout en écartant les risques de fraude. Les modalités pourraient être les suivantes :

- En J-1
  - Nomination par les deux RE, dans le même sens : prise en compte de la plus faible valeur comme proposé par RTE
  - Nomination par les deux RE, en sens inverse : rejet
  - Nomination effectuée par un seul RE : rejet
- En infrajournalier : Rejet de la redéclaration et retour au programme précédent. La différence de traitement avec le J-1 s'explique par le fait qu'il est impératif de ne pas passer à 0 un programme qui matchait au guichet précédent.

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

Il reviendra à RTE d'objectiver les coûts de gestion sous-jacents à la structure tarifaire qui sera proposée à la CRE : dépendent-ils du nombre de RE, du nombre de transactions entre RE, par mois ou année ?
Afin de minimiser les frais de traitement de ces factures par les RE, EDF est favorable à une facturation annuelle, sur une base de l'adhésion au service (indépendamment du nombre de contreparties ou du volume d'énergie échangée).

Par ailleurs, RTE indique étudier la possibilité de modifier le pas de programmation des échanges de blocs : EDF partage le principe de définir des modalités et formats SI robustes à d'éventuelles évolutions ultérieures. En revanche, une évolution du pas de temps présenterait de forts impacts, EDF considère qu'elle doit être traitée dans le cadre de l'analyse coût/bénéfice en cours sous l'égide de l'ENTSO-E et intégrée le cas échéant à la feuille de route des évolutions requises pour l'équilibrage.

En terme de mise en œuvre, EDF considère qu'un délai de l'ordre d'un an serait nécessaire, à compter de la fourniture de la description fine du processus et des spécifications SI. EDF appelle le cas échéant à la tenue d'ateliers spécifiques, à l'image de ce qui a été fait pour le déploiement du dispositif TAO. Les modalités de transition devront être examinées avec attention.

Question 11 : La simplification suivante vous paraît-elle adaptée ? Souhaitez-vous proposer une alternative ?

EDF n'est pas favorable à l'introduction d'une telle simplification du fait de son caractère systématique car le cas peut se présenter où le RE à l'initiative de la NEB RE-Site agisse pour le compte d'un fournisseur tiers. Si une simplification devait être retenue, elle devrait prévoir des modalités de déclaration auprès du gestionnaire de réseau pour ce type de cas.

Question 29 :
Le processus tel qu'envisagé par RTE correspond-il à vos attentes ?

Comme exprimé plus haut EDF considère que le mécanisme envisagé par RTE doit être complété par la possibilité de conserver en attente les NEB ayant fait l'objet d'une nomination discordante jusqu'à l' « heure limite de réception » (afin que seul le RE à l'origine de l'erreur ait à renominer).

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 ?

En situation nominale, EDF génère le fichier XML avec ses propres outils et l'envoi est automatisé.
En mode dégradé, la macro Excel fournie par RTE est utilisée, avec saisie manuelle.

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 ? OUI NON
y voyez-vous un inconvénient particulier ? OUI NON Si oui, lequel ?

L'envoi des programmes d'échanges de blocs par email n'est pas optimal mais reste acceptable. Des moyens mieux adaptés permettraient de s'échanger des données de manière plus sécurisée, en évitant des problèmes spécifiques aux envois par mail (encodage, traçabilité…).

L'envoi par protocole HTTPs serait acceptable, mais le principal inconvénient est l'absence d'accusé de réception fonctionnel par ce moyen (tandis que le mail le permet).

Par conséquent, EDF ne voit pas de nécessité à modifier l'envoi par mail qui, bien que non optimal, est implémenté et fonctionne aujourd'hui.

- 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 ?

EDF serait très favorable à la mise en place d'une IHM par RTE avec deux objectifs :

- disposer d'un « tableau de bord » de suivi par le RE de l'état de ses programmes d'échange de blocs et du bilan d'énergie
- assurer un mode secours, pour la saisie des programmes d'échange de bloc

- 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 ?

EDF considère que le protocole à privilégier pour les transferts de données de ce type est le webservice, le contenu des échanges étant en XML normé, en points de cassure.

3. Évolution des flux financiers des Règles MA-RE

Question 12 : Partagez vous l'analyse de RTE concernant une intégration des flux de réserves automatiques au CAE ?

Le projet de code Balancing prévoit explicitement de tenir compte de l'énergie du réglage secondaire dans le calcul du prix de règlement des écarts, mais ne mentionne pas l'énergie du réglage primaire.
RTE va donc plus loin que l'exigence du futur code en proposant une intégration complète au CAE des flux financiers liés à l'énergie des réglages primaire et secondaire, avec une prise en compte dans le calcul de la tendance.

EDF partage cette approche, étant donnée l'obligation initiale posée par le projet de code pour l'énergie du réglage secondaire. Comme le propose RTE, il est cohérent de traiter les deux réglages primaire et secondaire (dont l'énergie est par ailleurs corrigée dans le périmètre RE) de la même façon.
Néanmoins, EDF s'est exprimée dans la consultation sur la version n°3 des règles relatives aux services système (SSY) en faveur d'une valorisation de l'énergie de réglage non pas au prix *spot*, comme le propose RTE, mais fondée sur les indicateurs liés au MA comme les prix moyens pondérés (PMP). Ces éléments sont développés dans les questions 19 et 20 ci-dessous.

EDF partage l'analyse de RTE sur la manière de traiter les volumes d'énergie secondaire dont l'activation serait évitée grâce au *netting* transfrontalier IGCC, à savoir i) valoriser cette énergie vis-à-vis des autres GRT au prix des SSY France (cf. supra) ii) intégrer les volumes d'énergie compensés dans le calcul de la tendance et celui du PMP et iii) intégrer les flux financiers au CAE. L'impact sur le CAE correspondant à l'écart entre le prix des SSY en France et le prix d'échange établi entre GRT, EDF demande que ce dernier soit rendu public pour les RE.

A ce sujet, EDF accueille favorablement l'intention de RTE de rejoindre l'initiative IGCC de compensation de réglage secondaire en février 2016, et demande que :
- RTE apporte des précisions sur les modalités techniques et financières applicables entre GRT et précise son évaluation de gain de 10 M€/an.
- la conséquence sur le niveau N (moyenne, chemin parcouru, volumes nettés à la hausse et à la baisse) soit évaluée, étant donné l'impact sur la sollicitation des Entités de Réserve. Un niveau centré devant rester l'objectif de gestion, toute aggravation du décentrage actuel vers des niveaux N davantage négatifs serait inacceptable.
- un REX technique et financier soit mis en place dans le cadre de la CAM

Question 13 : Partagez-vous l'analyse de RTE concernant l'intégration et la valorisation des écarts aux frontières et rattrapages au sein du CAE ?

En cible, le projet de code Balancing prévoit une financiarisation entre GRT de l'écart de réglage aux frontières, en remplacement des actuels rattrapages en énergie.

Il est de la mission du GRT de coordonner l'action des réglages primaire, secondaire, tertiaire.
Les responsables de réserve et acteurs d'ajustement sont pénalisés lorsqu'ils n'atteignent pas les objectifs qui leur ont été fixés (respectivement fournir la réserve contractualisée et répondre aux activations). Les RE sont pénalisés lorsqu'ils sont en écart (financement des actions des acteurs d'ajustement et responsables de réserve via le règlement des écarts).

Le dimensionnement et l'utilisation de ces réglages sont à la main de RTE. En particulier, RTE, afin d'assurer la mission de gestion du système qui lui a été confiée, prend quotidiennement des décisions ayant un impact direct sur la qualité du réglage : paramétrage du niveau secondaire (notamment prise en compte de l'action du primaire), arbitrage entre le recours à la réserve secondaire et le recours à la réserve tertiaire). EDF considère donc que l'écart de réglage aux frontières est de la responsabilité du GRT et ne doit donc pas constituer une charge supplémentaire pour les RE.
En outre, EDF rappelle que les RE n'ont aucun levier pour réduire cet écart de réglage, et qu'il importe que RTE reste incité financièrement à optimiser la constitution et l'activation des réglages en France.

A l'échéance de la version 8 des règles RE-MA : EDF comprend des propositions de RTE que le flux financier entre GRT ne sera pas mis en place immédiatement, et que le mécanisme de rattrapages non financiarisés perdurera à court terme. EDF considère qu'il doit être exclu de déséquilibrer le CAE, aux dépens de la communauté des RE, pour les raisons exposées ci-dessus.

EDF demande donc à court terme le maintien des dispositions actuelles (prise en charge de l'écart de réglage aux frontières et des rattrapages par un périmètre d'équilibre dédié) et à la cible une prise en charge par RTE du flux financier associé aux échanges entre GRT (la neutralité financière du GRT étant assurée par le TURPE, cf. question 14). EDF souhaite avoir des précisions sur le calendrier envisagé par RTE et l'ENTSO-E pour ces évolutions.

Question 14 : Partagez-vous l'approche d'anticipation de déclinaison du code de réseau européen « Electricity Balancing » proposée par RTE sur ces sujets ?

Le projet de code Balancing prévoit la neutralité financière des GRT à l'article 55-2. Dans ce cadre, il est également prévu que les coûts subis par le GRT, lorsqu'ils résultent d'exigences fixées par le code, puissent être couverts par des tarifs de réseau (article 3).

Le principe de neutralité financière, qui plus est dont les contours ne sont pas encore érigés car en cours d'élaboration, n'est pas suffisamment précis pour déterminer l'allocation des charges entre les acteurs.

Comme rappelé précédemment en question 13, la coordination des réglages relève d'opérations exclusivement imputables aux GRT pour lesquelles les RE n'ont pas la main. C'est d'ailleurs ce principe qui a guidé la répartition des coûts jusqu'à ce jour. Il apparaît donc nécessaire que ces opérations soient encadrées par les tarifs d'utilisation du réseau public dont l'objet est précisément de couvrir l'ensemble des coûts supportés par le GRT dans l'exécution de ses missions (au sens de l'article L.341-2 du code de l'énergie).

EDF s'oppose donc à l'interprétation de RTE du principe de neutralité financière qui consisterait à répercuter tous les coûts sur les RE, sans effet utile puisque ces derniers ne disposent d'aucun levier pour diminuer ces coûts. Il est important que chaque acteur, RE comme GRT, reçoive les incitations financières appropriées sur les actions dont il est responsable. Une analyse de l'affectation des coûts au cas par cas apparaît donc nécessaire.

Ainsi, dans l'évolution proposée par RTE, EDF :

- est favorable à la proposition de RTE pour l'affectation au CAE de l'énergie de réglage RP/RS et du *netting* IGCC
- est favorable à ce que les activations transfrontalières soient prises en compte dans le calcul du règlement des écarts selon les modalités précisées en réponse à la question 21.
- s'oppose au transfert aux RE de la financiarisation de l'écart aux frontières dont les leviers d'action sont dans les mains du GRT.

Question 15 : Partagez-vous les modalités de calcul de la tendance proposées par RTE ?

EDF approuve le principe de calculer la tendance comme le solde de l'ensemble des énergies des réglages automatiques et manuels couvrant l'écart du système France.
En particulier, EDF approuve le fait que la tendance soit corrigée des actions d'ajustement faites en France pour le besoin d'un GRT étranger, ou réciproquement. Il s'agit d'un biais du dispositif BALIT actuel, qu'il convient de ne pas reproduire dans le projet TERRE et dans la mise en place des *Common Merit Order Lists* (CMOL).

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 ?

EDF partage l'analyse et la proposition de RTE sur l'application du coefficient k en situation de PMP négatif.
Cette évolution présenterait cependant un impact sur le SI de RTE et des RE (calcul du prix de règlement des écarts à partir du prix moyen pondéré) : compte tenu du faible enjeu financier estimé par RTE, EDF préconise de la réaliser ultérieurement, à l'occasion d'une évolution significative de la matrice de règlement des écarts.

Question 18 : Partagez-vous l'analyse de RTE ?
Partagez-vous la proposition de RTE (passage à un single price en anticipation du code de réseau européen « Electricity Balancing ») ?
Question 30 : Jugez-vous satisfaisant de faire reposer le prix de règlement des écarts sur le prix marginal des ajustements tout en conservant une rémunération des offres d'ajustement au prix d'offres ?

La recommandation de l'ACER sur le projet de code Balancing, publiée en juillet 2015, indique que la cible privilégiée pour l'harmonisation des méthodologies de règlement des écarts, à l'horizon 2019, doit être une matrice en « *single price* ».

EDF considère que selon les choix d'implémentation possibles du « *single price* », les conséquences sur les incitations envoyées aux responsables d'équilibre ainsi que sur la manière d'assurer l'équilibre du système peuvent être importantes. EDF considère donc qu'une démarche progressive devrait être adoptée et que l'implémentation du « *single price* » devrait s'appuyer sur les principes suivants :

- assurer l'équilibre du compte ajustements/écarts par l'application d'un coefficient k de reversement, appliqué symétriquement dans les 4 cases de la matrice du règlement des écarts afin de ne pas introduire de distorsion entre Responsables d'Équilibre.
- assurer la cohérence entre le prix de référence pour le règlement des écarts et le prix de rémunération des ajustements.

EDF s'oppose en revanche fermement à l'introduction du prix marginal dans la matrice de règlement des écarts tant que les offres d'ajustement sont payées au prix d'offre. Comme RTE le souligne, passer le règlement des écarts au prix marginal tout en maintenant la rémunération MA au prix d'offre reviendrait à générer une « rente » injustifiée qui assurerait de façon masquée le financement des contre-ajustements. Il est plus transparent d'afficher explicitement le solde du compte, et de le neutraliser par le dispositif de reversement.
En outre, le principe fondant le règlement des écarts doit être de répercuter aux RE les prix supportés par le CAE pour équilibrer le système. RTE n'a pas mis en évidence d'éléments qui justifieraient de modifier artificiellement les incitations envoyées aux RE en leur faisant supporter un coût plus élevé (le prix marginal) que celui supporté par le compte ajustements/écarts (le prix d'offre).
Le projet de code Balancing prévoit une rémunération des ajustements au prix marginal au fur et à mesure de la mise en place des *Common Merit Order Lists* (CMOL). Il sera donc cohérent d'introduire simultanément le prix marginal issu des CMOL à la fois dans la rémunération des offres retenues sur le MA et dans le prix de règlement des écarts.

RTE a annoncé lors de la CAM du 8 juillet 2015 le lancement d'une réflexion pour l'établissement d'une feuille de route des évolutions long terme du MA : EDF considère que l'évolution du prix de règlement des écarts et l'analyse de son impact sur la gestion du système électrique doivent être menées globalement dans le cadre de ces réflexions. Il est donc prématuré de prendre cette décision d'évolution dès la version 8 des règles RE-MA.

EDF rappelle qu'un pilotage efficace des périmètres d'équilibre par les RE est conditionné à la disponibilité pour les RE d'une information rapide de leurs écarts. Or l'écart RE est transmis par RTE en S+3[5] : EDF renouvelle sa demande qu'une publication plus rapide des écarts soit étudiée. Il sera également nécessaire que RTE publie davantage de données sur l'écart du système France (cf. question 24).

A noter, EDF considère que les schémas présentés par RTE au §5.3.4.2 ne permettent pas d'estimer les différences de coûts pour le système entre les deux matrices : ils reposent sur une hypothèse de k unique appliqué à la fois à la matrice « single » et la matrice « dual » alors que ceci n'est pas réaliste. A physique inchangé, l'enveloppe des ajustements à couvrir par les RE en écart serait identique avec les deux matrices : si le passage au Single Price conduit à rémunérer une partie des RE en faisant disparaitre les recettes de « contre-écart », cela sera nécessairement financé par le reversement (augmentation du coefficient k) alors que les graphiques proposés donnent à tort une impression de gain pour la communauté des RE.

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 ?

EDF propose de retenir une valorisation de l'énergie de réglage égale au Prix Moyen des Ajustements pour motif P=C et non le prix Spot comme proposé par RTE.
En effet, comme indiqué dans la réponse d'EDF à la consultation sur les règles SSY v3, la cible pour l'activation et la rémunération de l'énergie de réglage doit être la préséance économique qui permet que les actifs les plus compétitifs économiquement soient activés. EDF convient que cette cible ne peut pas être atteinte dans l'immédiat et soutient qu'à défaut la rémunération de l'énergie de réglage doit tenir compte de sa nature d'énergie d'équilibrage, dont la valeur est reflétée par les indicateurs du mécanisme d'ajustement.

[5] et non « en J+1 au mieux » comme indiqué par RTE au § 5.3.2

Il est paradoxal que RTE considère que la suppression de la référence de prix de marché J-1 est un avantage d'une matrice de règlement des écarts en « *single price* » (cf § 5.3.4.2 page 32 de l'appel à contribution), tout en la réintroduisant dans le calcul du PRE via la rémunération de l'énergie de réglage.

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 ?

Comme exposé ci-dessus, EDF considère que la valorisation de l'énergie de réglage au prix moyen pondéré des ajustements permettrait de n'avoir aucun effet de recentrage.

En tout état de cause, cet effet ne serait pas suffisant pour justifier des propositions complexes de calcul de prix des écarts, en particulier l'introduction prématurée du prix marginal dans le PRE telle que la préconise RTE (cf. question 30).

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 ?

EDF considère que l'effet des activations en France pour couvrir un besoin transfrontalier doit être neutralisé dans le calcul de la tendance et dans le calcul du prix moyen pondéré : comme proposé par RTE, celui-ci doit être calculé à partir des activations nécessaires à la couverture de l'écart constaté au niveau de la France (et non de la totalité des activations transitant par la CMOL).

EDF est donc favorable à la proposition de RTE, mais considère qu'elle pourrait être approfondie par la suite : dans l'exemple de RTE, les volumes d'ajustement activés en France pour un besoin étranger contribuent également à fixer le prix marginal qui sera in fine financé par les RE français.

Question 22 :
Partagez-vous l'orientation envisagée par RTE concernant les modalités de traitement des surcoûts financiers liés aux activations spécifiques RSO et MAR?

EDF est favorable à ce que le surcoût des activations pour cause réseau continue à être pris en charge par le gestionnaire de réseau.

Les ajustements pour cause marge sont actuellement pris en charge par la communauté des RE à travers le facteur k. Or les appels pour marge sont réalisés à l'initiative de RTE pour des motifs de sûreté système, qui fait partie des missions du gestionnaire de réseau pour lesquelles il peut exister une incitation financière adéquate. De plus, le projet de code Balancing considère que les actions du GRT qui ne rentrent pas dans la fenêtre opérationnelle d'équilibrage (<2h) relèvent de la sureté réseau et non de l'ajustement : il ne serait donc pas cohérent que le surcoût de ces actions soit porté par les RE.

Dans tous les cas, les coûts afférents doivent faire l'objet d'un suivi (dans les bilans mensuels du MA par exemple), et toute sollicitation devrait faire l'objet d'une justification.

EDF rappelle ici la position exprimée dans la consultation sur les règles SSY v3 au sujet de la reconstitution des SSY.
EDF partage l'analyse de RTE qu'en cas d'activation d'une offre d'ajustement faisant perdre des SSY en France, le surcoût généré par la reconstitution de ces SSY doit être porté par le GRT à l'origine de la perte.
Cependant, EDF s'oppose aux modalités proposées par RTE pour assurer ce principe. En effet, EDF considère que les acteurs d'ajustement ne doivent pas porter le risque financier d'évaluation du surcoût de reconstitution sur lequel ils n'ont pas de visibilité.
En termes d'échéance, EDF considère également qu'un tel mécanisme ne sera nécessaire que lors de la mise en commun dans les CMOL d'offres d'ajustement faisant perdre des SSY (à savoir des offres de mFRR à l'horizon 2019-2020), date à laquelle la mise en place des offres explicites devra permettre aux acteurs d'ajustement d'intégrer ce surcoût fixe dans leurs offres. Ceci ne serait en revanche pas envisageable pour avec les offres implicites actuelles[6]. Si malgré tout, ce mécanisme de reconstitution devait être mis en place à plus brève échéance, EDF demande à ce que ce soit RTE qui intègre le surcoût au prix des offres implicites lorsque leur activation a un impact sur les services système.

Question 23 : Partagez-vous l'orientation envisagée par RTE concernant les modalités d'équilibrage financier du CAE ?

EDF est favorable à conserver le fonctionnement actuel du CAE, la neutralité du compte étant assurée par le recalcul *ex-post* du coefficient k. La visibilité du dispositif serait largement améliorée par la proposition de RTE de publication anticipée du coefficient k assurant l'équilibre du CAE, complétée par la fourniture à chaque RE d'une provision de sa facture de reversement.

La proposition RTE de publication en début de A+1 sera cependant trop tardive pour les clôtures comptables au titre de l'année A.
EDF demande donc une publication en cours d'année de cette valeur provisoire du coefficient k assurant l'équilibre du CAE (par exemple, dans les bilans mensuels du Mécanisme d'ajustement).

Afin de donner aux RE davantage de visibilité sur la situation du CAE et du reversement, EDF demande que :

- les bilans financiers mensuels du MA détaillent les différents flux financiers transitant par le CAE, notamment les flux GRT-GRT ou CAE-CMOL. Une publication sous un format exploitable (par exemple Excel) au lieu de pdf serait préférable.
- RTE publie le cumul des écarts positifs et négatifs tous RE confondus, afin que les RE puissent faire leurs propres analyses.

EDF souhaite que les modalités de définition du k « *ex ante* » soient précisées.

EDF partage la proposition de RTE de retenir le taux EURIBOR 12 mois en lieu et place du taux EONIA. La durée applicable pour la rémunération devra courir jusqu'à la date effective de reversement.

[6] Dans le mécanisme actuel d'offres implicites, les acteurs d'ajustement ne peuvent pas savoir à l'avance si une activation conduirait à un déficit de SSY ou non : afin d'internaliser le surcoût dans leurs offres, ils pourraient être amenés à adopter des approches simplistes qui risquent de renchérir systématiquement toutes les offres d'ajustement.

Question 24 : La publication de ces éléments vous semble-t-elle nécessaire et utile ? Selon vous, d'autres éléments devraient ils être publiés?

EDF accueille très favorablement cette proposition de RTE, qui fait suite aux demandes exprimées dans les GT.

EDF a notamment identifié le besoin des publications suivantes, au plus tôt à la fin de chaque pas 30':

- Déséquilibre du système français (« *ACE open loop* » tel que mentionné par RTE au §5.3.2)
- Volumes d'ajustements manuels en France (en distinguant hausse et baisse, par type d'EDA, par motif d'activation) *
- Volume des ajustements en France pour besoin CMOL **
- Volume des ajustements livrés par CMOL pour besoin français **
- Volume des ajustements au titre des contrats de secours entre GRT
- Énergie correspondant à l'activation des contrats « interruptibilité » ou des baisses de tensions « Un-5% »
- Volumes de réglages automatiques activés en France (en distinguant RP et RS, par type d'EDR)
- Réglage secondaire « netté » par IGCC
- Écart de réglage par frontière, et rattrapages
- *Countertrading* et *redispatching**
- Tendance, prix moyen pondéré, prix marginal des offres, prix de règlement des écarts *

** Cette publication existe déjà, pas nécessairement au plus proche du temps réel*
*** Existant déjà pour BALIT, à reconduire pour TERRE. Les Common Merit Order Lists devront publier les besoins et volumes activés par pays ainsi que les prix marginaux.*

Il serait utile de publier des informations provisoires en continu, sans attendre la fin du pas de 30 minutes. Notamment, les volumes MA activés en avance (DMO+Domin > 30') pourraient être affichés dès l'ordre d'activation. De même, les prévisions de marge effectuées par RTE seraient une information utile pour les responsables d'équilibre en particulier dans un système en *single price*.

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 ?

EDF est favorable à la proposition de RTE d'intégrer au CAE les flux financiers relatifs à l'énergie de réglage secondaire et au *netting* IGCC dès l'entrée en vigueur de la version 8 des règles, c'est-à-dire en même temps que la modification du prix de l'énergie de réglage et le plus rapidement possible après le rattachement de la France au mécanisme IGCC.
EDF observe que les délais d'intégration par RTE dans la tendance et dans le prix de règlement des écarts (application prévue par RTE au 1er janvier 2017) conduiront de fait à une redistribution via le coefficient k au cours de l'année 2016. En raison des délais de développement SI, EDF admet que cette situation transitoire est incontournable.

Concernant l'introduction du *single price*, EDF rappelle sa demande de définir une cible cohérente de l'ensemble du mécanisme d'équilibrage découlant du futur code Balancing (cf question 18), puis à la définition d'un calendrier d'application permettant à l'ensemble des acteurs de cerner les priorités et d'implémenter les changements.

En tout état de cause, les éléments suivants devront être pris en compte :

- Délais d'adaptation SI (pour RTE comme pour les acteurs), à évaluer en fonction des modifications dans les publications nécessaires à la facturation RE
- le risque « écarts » pouvant être intégré dans les offres de fourniture, toute modification de la structure du prix de règlement des écarts doit faire l'objet d'un préavis permettant une éventuelle prise en compte par les acteurs du marché.

Une mise en œuvre à la date d'application de la version 8 des règles MA-RE (*a priori* avril 2016) est donc exclue. EDF demande que la mise en œuvre soit définie dans le cadre de la feuille de route sur l'équilibrage.

Comme indiqué à la question 17, EDF est favorable à synchroniser l'adaptation en cas de PMP<0 avec une autre évolution importante de la matrice de règlement des écarts.

Question 26 : La modification proposée vous semble-t-elle satisfaisante ?

EDF n'a pas d'objection à cette simplification opérationnelle des modalités d'appel des offres implicites.

En cible, il sera nécessaire de décrire les modalités de sélection des offres par les *Common Merit Order Lists*.

4. Modalités de suivi des périmètres d'ajustement

Question 27 : Les modalités de transmission des données de périmètre injection proposées par RTE vous semblent-elles satisfaisantes ?

EDF est favorable à la proposition d'homogénéiser le traitement du périmètre d'ajustement entre GRD et RTE, une telle proposition est de nature à simplifier le texte des règles.
A des fins de traçabilité, il serait utile que RTE informe l'acteur d'ajustement lorsqu'il a reçu la demande de rattachement de la part du GRD.

RTE a par ailleurs évoqué au cours de la concertation une simplification du processus de suivi des périmètres (mise à jour de annexe 8 décrivant le périmètre d'ajustement). Comme indiqué lors de la consultation sur la version 7 des règles, EDF partage le principe d'un suivi périodique du périmètre d'ajustement consolidé, en complément des rattachements / détachements. Cependant, les modalités et délais prévus par RTE sont inutilement contraignants et pourraient être assouplis.

Dans un but de simplification opérationnelle, EDF propose que l'annexe 7 (déclaration du fournisseur dans le cadre du MA) soit facultative lorsque l'acteur d'ajustement est lui-même le fournisseur (dans ce cas, il peut se désigner en tant que tel auprès du gestionnaire de réseau), ou lorsque le site est traité en modèle contractuel (annexe 16).

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 ?

EDF est favorable à la possibilité de mandat pour la gestion des périmètres et la relation AA-GRD, qui permet une mutualisation des traitements et donc une réduction des coûts pour la collectivité.
Compte-tenu de la sensibilité des informations échangées, EDF considère que seul un autre GRD peut assurer le rôle de mandataire.

EDF demande que la trame type des conventions GRD-AA mentionnées par les Règles (§ 2.12) fasse l'objet d'une concertation.