Appel à contributions de RTE sur les règles MA-RE ‘v8.3’

Réponse d’EDF

30/05/2017

Méthodes de contrôle de réalisé pour le mécanisme d’ajustement

RTE propose d’étendre les méthodes de contrôle du réalisé utilisables dans le cadre du mécanisme d’ajustement, en introduisant la méthode par historique et la méthode par prévision.

Partagez-vous l’intérêt de l’utilisation de ces méthodes dans le cadre du mécanisme d’ajustement, en complément de la méthode du simple rectangle ?

EDF est favorable à l’introduction de méthodes de contrôle du réalisé précises et fiables pour estimer la consommation de référence et permettre la meilleure évaluation possible des effacements. EDF accueille favorablement l’introduction de ces nouvelles méthodes, qui permettront de prendre en compte la diversité des formats d’effacement et des profils de consommation et par là même la participation de capacités d’effacement jusque là absentes du mécanisme d’ajustement.

Cette évolution permet en outre d’accroître la cohérence entre les règles des mécanismes de marché dans la mesure où ces deux méthodes viennent d’être introduites dans les règles NEBEF en vigueur. Nous réitérons néanmoins notre demande qu’à l’avenir, l’introduction de nouvelles méthodes de contrôle du réalisé se fasse dans le cadre de travaux et de concertations communs aux deux mécanismes. En particulier, nous souhaitons que ces travaux se poursuivent via le GT «contrôle du réalisé » et au travers de sa feuille de route présentée en décembre 2015, avec pour objectif l’étude et l’introduction de nouvelles méthodes de façon concomitante dans les deux jeux de règles.

Si oui, quels seront vos cas d’application ?

L’introduction de ces nouvelles méthodes va permettre la participation de sites dont le type de profil de consommation ne permet pas l’utilisation de la méthode du rectangle simple, actuellement seule méthode applicable dans le mécanisme d’ajustement. En effet, le « rectangle simple » ne permet pas le contrôle d’effacements ayant une durée dépassant deux heures (effacements dits longs), alors que du fait de leurs contraintes d’exploitation, certains sites ne peuvent baisser leur consommation que sur des durées plus longues. Par ailleurs, la prise en compte dans la méthode du rectangle simple d’un unique point de consommation avant le début de l’effacement pour définir une courbe de référence, n’est pas adaptée à un site au profil de consommation non linéaire.

Enfin, y compris pour les sites à effacement court et au profil non linéaire, les nouvelles méthodes de contrôle du réalisé peuvent être plus pertinentes que la méthode du rectangle simple.

Avez-vous des remarques sur les modalités d'application proposées (évaluation de la courbe de référence, critères et processus d'homologation) ?

La possibilité d'homologuer les EDA soutirage télérelevées par agrégation à la maille de l'EDA, évoquée lors de la réunion du groupe de travail du 21/02 sur l'évolution des règles du mécanisme d'ajustement, n'est pas retenue dans la consultation RTE. EDF n'a pas d'opposition quant à ce choix, mais demande dans ce cas que les critères d'homologation soient différenciés entre EDA télérelevées et EDA profilées. En effet EDF considère que les EDA profilées, avec une homologation par EDA, sont moins contraintes à critères égaux que les EDA télérelevées, la courbe de référence utilisée pour l'homologation d'une EDA profilée bénéficiant de l'effet de foisonnement de l'ensemble des sites de l'EDA.

EDF accueille favorablement le fait que l'homologation initiale d'un site ne soit pas remise en cause en cas de changement de périmètre d'ajustement.

RTE propose que l'homologation d'une EDA profilée ne soit pas remise en cause en cas d'ajouts ou de retraits de sites dans une limite de 10% par rapport au nombre de sites précédent. EDF s'interroge sur l'introduction d'une limite en pourcentage d'un nombre de sites et considère qu'une limite en pourcentage d'un volume d'effacement serait plus adaptée. On ne peut exclure en effet que 10% des sites puissent représenter un volume comparativement beaucoup plus important d'effacement, in fine susceptible de remettre en cause les résultats de l'homologation.

EDF regrette que l'affectation des volumes effacés à chacun des sites composant l'EDA ne soit pas abordée dans le présent appel à contributions alors qu'elle est nécessaire à un traitement des flux de données par RE et par fournisseurs. EDF estime souhaitable que RTE utilise une clé de répartition statique basée sur la puissance souscrite des sites concernés (à noter les fournisseurs ne disposent pas des puissances souscrites des sites en CARD/CART).

L'utilisation de la capacité minimale d'effacement (Pmin) dans le calcul des critères nécessaires à l'homologation et à son suivi pose question. En effet, si cette notion de Pmin est définie et utilisée dans les règles NEBEF, avec une conséquence sur le volume minimal d'effacement qu'un opérateur pourra programmer pour l'EDE concernée, elle n'existe pas dans les règles RE/MA actuelles. En conséquence l'opérateur d'effacement est incité à surestimer sa Pmin pour être sûr de respecter les critères d'homologation, remettant en question l'efficacité des critères d'homologation et de suivi visant à garantir la réalité des effacements. Finalement l'utilisation de cette Pmin fragilise le dispositif. Pour éviter cet effet, EDF propose que ce soit la puissance souscrite des sites télérelevés ou la somme des puissances souscrites des sites composant une EDA profilée qui soit prise en compte au dénominateur des critères d'homologation.

<u>Sur la méthode historique</u>

EDF souhaite également que des précisions soient apportées sur l'homologation en cas d'historique insuffisant.

Le premier cas que nous identifions est celui de l'absence d'un historique complet sur 12 mois, du fait d'un site nouvellement installé ou du fait de remontées de données partielles par le gestionnaire de réseau. La proposition de RTE de considérer alors comme acquise l'homologation est acceptable dans la mesure où le suivi des performances de la méthode appliquée au site est assuré. Cependant le manque d'historique ne permettra pas à RTE de réaliser le choix de la variante selon les modalités s'appliquant au cas général (choix basé sur la variante la plus performante sur une période de 12

mois). EDF propose donc qu'exceptionnellement, la variante soit choisie en concertation avec l'opérateur d'effacement, sur la base de sa connaissance du profil de consommation du site.
Le deuxième cas que nous avons noté est celui d'une absence totale de remontée de données historiques par le gestionnaire de réseau concerné. Ce cas n'est pas évoqué explicitement dans la présente concertation, or il est susceptible d'entraîner un refus d'homologation par RTE. Il convient donc (i) que RTE et les gestionnaires de réseau concernés se concertent pour trouver une solution transparente pour les acteurs de marché afin de ne pas les pénaliser (ii) que RTE informe dès que possible ces derniers des difficultés rencontrés dans le processus d'homologation.

Sur la méthode par prévision

Les modalités proposées permettent de fixer par redéclaration la courbe de référence jusqu'au guichet infra journalier du MA le plus proche du temps réel, quand les acteurs peuvent anticiper les tensions d'équilibre du système et donc la probabilité d'activation de leur offre d'ajustement par RTE. EDF considère que cela peut entraîner des comportements opportunistes des acteurs avec surestimation de leur courbe de prévision pour faire valoir ensuite un effacement plus important. 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).

De même que pour la méthode par historique, en cas d'absence de remontée de données par le gestionnaire de réseau empêchant RTE de procéder à l'homologation, une démarche de concertation entre gestionnaires de réseau et une information des acteurs de marché concernés est nécessaire.

Quelles sont vos priorités entre les différentes méthodes et leur utilisation proposée (méthodes historique ou prévision, pour les EDA soutirage télérelevée ou profilée) ?

La méthode par historique appliquée à des EDA télérélevées répond le mieux à la plupart des besoins actuels d'EDF, et présente moins de contraintes opérationnelles de mise en œuvre pour un acteur d'ajustement.

Avez-vous d'autres remarques ?

- **Versement dérogatoire (décret Taux, références ?)**

EDF est dans l'attente de la concertation sur les modalités précises envisagées par RTE pour la mise en place dans les règles de marché du versement dérogatoire et du taux de report associé.
EDF rappelle son opposition au dispositif de versement dérogatoire qui constitue de fait un dispositif de subvention, au profit des opérateurs à l'origine des effacements concernés et au détriment des responsables d'équilibre (et donc in fine des consommateurs finals) comme l'a rappelé l'Autorité de la Concurrence dans son avis 16A22.

- **Prise en compte du report (décret Effacement)**

EDF souhaite que ce projet de règles RE/MA soit complété par la prise en compte de l'effet report. EDF rappelle que le code de l'énergie en son article R271.3 prévoit cette prise en compte dans les règles de marché dès lors que ces effets sont « attestés et significatifs », ce que notamment les travaux de RTE dans le cadre de son rapport de 2016 sur « L'évaluation des économies d'énergie et des effets de bord » ont permis de démontrer. EDF souhaite donc la reprise de la concertation mise en place par RTE en 2016 sur le sujet et qui avait permis d'aboutir à des solutions concrètes, pour en permettre une déclinaison dans les règles dans les meilleurs délais et a minima définir un calendrier de mise en œuvre.

Remarques sur les autres points évoqués par RTE lors du GT « évolution des règles MA-RE » du 3 mai 2017 :

- **Actualités : reversement du compte ajustements-écarts, coefficient k**

EDF rappelle que le reversement du compte ajustements-écarts (CAE) peut représenter des montants financiers importants en A+2. EDF appelle donc RTE à veiller à la bonne publication des données prévues dans les Règles, en particulier la valeur prévisionnelle du coefficient k assurant l'équilibre du CAE (fin février A+1) ainsi que les bilans mensuels du CAE (M+2).

RTE a fait part de son intention de ne pas réévaluer le coefficient k « ex-ante » avant d'avoir pu tirer le bilan du changement de formule du règlement des écarts effectif depuis avril 2017 : dans l'intervalle, le coefficient k reste donc fixé à 0,08. EDF demande à RTE de communiquer dès que possible aux acteurs le résultat de ses analyses sur les charges et recettes du CAE en 2017 et sur les perspectives d'évolution du coefficient k (date et valeur).

Enfin, EDF souhaiterait que RTE présente un bilan financier et technique du mécanisme IGCC que la France a rejoint en février 2016, en particulier en termes de conséquences pour les acteurs français.

- **Nouveau planning d'évolution des règles MA-RE**

EDF partage le constat sur le besoin de poursuivre en 2017 la concertation sur les futures règles MA-RE v9 pour la mise en œuvre du projet TERRE.

Malgré le décalage du lancement de TERRE à 2019, le planning proposé par RTE reste particulièrement contraint, puisqu'il laissera à peine plus d'un an entre la finalisation des règles v9 début 2018 et le lancement de TERRE en T2 2019, voire quelques mois seulement si on considère comme référence le début de *parallel run* à partir de T4 2018.

A cet égard, il est impératif de préciser rapidement ce qui sera attendu de la part des acteurs, et à quelle date, pour ce *parallel run* TERRE. Plus largement, EDF demande à RTE de détailler le planning général de mise en œuvre des règles v8.3 et v9 sur la période 2018-2019.

EDF réexprime sa demande que RTE soumette rapidement aux acteurs des propositions de spécifications relatives aux interfaces techniques pour le dépôt des offres, à la transmission des ordres d'ajustements, aux programmes d'appel et de marche, aux fichiers échangés pour la facturation, etc.

Le planning proposé pour la consultation sur les règles v8.3 est également resserré : EDF souhaiterait que RTE, d'une part, partage un premier projet de texte des règles MA-RE dans le cadre de la concertation en amont de la consultation, et d'autre part, que RTE décale la consultation en septembre.

- **Programmation des groupes de production RPT participant au MA**

EDF ne s'oppose pas à la proposition de RTE de refondre l'interface technique de transmission du programme d'appel et demande à RTE de transmettre rapidement les spécifications associées. Compte tenu de l'importance de ce flux de données, les modalités de transition devront être soigneusement étudiées et concertées.

Sans présumer des orientations qui seront prises par la CRE dans sa délibération sur la feuille de route de l'équilibrage, EDF considère que le pas de programmation doit rester homogène avec le pas de règlement des écarts : il doit donc rester égal à 30 minutes à l'horizon des règles 8.3. EDF ne s'oppose pas à la possibilité d'envoyer à RTE une indication plus fine (5') sur les transitoires à l'intérieur d'un pas 30', dans l'optique d'améliorer la traçabilité des ajustements (résultant de la différence entre le Programme de Marche et le Programme d'Appel, qui sont aujourd'hui tracés de façon différente par RTE) et de partager le programme de référence pris en compte pour le calcul des futures offres standards d'ajustement. Cette possibilité doit cependant rester au choix des acteurs et ne doit à ce titre pas modifier les mécanismes de pénalité ou de calcul d'écart.

EDF accueille favorablement la proposition de RTE de supprimer le nombre limite de redéclarations de programmes d'appel aux guichets infrajournaliers. Plus largement, les modalités de traitement des guichets par RTE devront être adaptées dans la perspective des offres standards d'ajustement TERRE à partir de 2019. En effet, le programme d'appel redéclaré est actuellement validé par RTE dans un délai de 15 minutes après le guichet, alors qu'il constituera la référence pour les offres d'ajustement déposées à ce même guichet : un rejet de la redéclaration de programme rendrait les offres inactivables.

- **<u>Programmation des capacités RPD</u>**

EDF appelle les gestionnaires de réseau de transport et de distribution à préciser le planning envisagé pour la transmission des programmes pour les sites de production raccordés au RPD, en application des articles L.321-9 L.311-10 et L322.9 du Code de l'Énergie tels que modifiés par l'ordonnance n°2016-1059.
Cette transmission nécessite en effet des évolutions de processus et de système d'information pour les acteurs, qui ne pourront pas être mises en œuvre immédiatement à la date d'entrée en vigueur des règles MA-RE v8.3. Comme déjà évoqué, les évolutions à venir sur l'équilibrage nécessitent d'importantes adaptations qui nécessitent de la visibilité et ne pourront pas toutes être réalisées en même temps.

EDF comprend le besoin des GRD de disposer de visibilité sur les flux transitant sur leur réseau, dans le contexte du développement de la production raccordée au RPD. Il est cependant légitime que les obligations des producteurs répondent à un besoin réel et restent proportionnées. En particulier, EDF considère que la proposition de RTE pour définir le caractère « marginal » ou non d'une installation de production est trop contraignante :

(i) En GT « évolution des Règles MA » du 03/05/2016, Enedis a mentionné qu'une information sur la disponibilité prévisionnelle était suffisante pour ses besoins d'exploitation du RPD : la mise en œuvre pourrait se faire de façon différentiée, en commençant par les zones dans lesquelles l'exploitation du RPD est effectivement contrainte ;

(ii) EDF conteste l'avis de RTE selon lequel le seuil devrait être fixé à 1 MW. Appliquer un seuil aussi bas de façon systématique serait inutilement complexe pour l'ensemble des acteurs.

En termes de modalités opérationnelles, EDF demande un minimum de coordination entre les différents gestionnaires de réseau : ne pas avoir à envoyer deux fois les mêmes informations au GRT et au GRD, interfaces et formats SI similaires pour l'envoi des programmes RPT/RPD, guichet unique pour la transmission aux différents GRD.

- **Modalités de modification du prix d'une Offre activée**

EDF est favorable à la proposition de RTE de restreindre les possibilités de changement de prix d'une offre MA déjà activée. Il est en effet logique que lorsqu'une offre MA a été activée, son prix ne soit pas modifié avant la fin de la durée minimale d'appel par RTE (correspondant à DMO+Domin).

- **Transmission du paramètre « Délai de Neutralisation entre deux Activations » (DNA) pour les offres explicites**

EDF demande à RTE de transmettre dès que possible un projet de guide d'implémentation MA précisant le format « DNA » envisagé par RTE.

- **Sécurisation Financière du dispositif RE**

EDF n'a pas de commentaire sur la proposition de RTE concernant la garantie bancaire.

Pour l'évaluation de l'encours dû par le RE, compte tenu des délais de publication des données d'écart, RTE utilise actuellement la valeur minimale de consommation RPD (resp. maximale de production) sur les 12 dernières semaines. RTE considère que cela minimise largement l'encours dû par un RE, et propose à la place de retenir le jour équivalent du dernier bilan de consommation RPD reçu (Bilans Globaux de Consommation BGC S+2).
EDF partage le constat de RTE mais considère que la proposition de RTE risque de surestimer cet encours de façon totalement injustifiée, notamment lorsque la semaine à évaluer est moins froide que la semaine prise en référence (S-2). EDF préconise donc une solution intermédiaire, conservant le principe actuel de consommation minimale, mais sur une période plus courte (par exemple 4 semaines au lieu de 12) et en ne considérant que les journées équivalentes. Si RTE maintient sa proposition de retenir le dernier BGC publié, EDF demande a minima qu'une correction liée à la thermosensibilité soit appliquée.

EDF observe qu'il s'agit ici uniquement de pallier les conséquences des délais importants du processus de reconstitution des flux et de calcul des écarts : une accélération de ces traitements résoudra une partie du problème rencontré par RTE. Dans l'intervalle, si RTE souhaite minimiser l'incertitude sur l'encours des RE, EDF recommande d'utiliser le BGC S+1 établi par certains GRD.

- **Proposition de point complémentaire à traiter dans les règles v8.3 :**

Le décret autoconsommation paru le 28 avril dernier [1], qui précise notamment le cadre applicable à l'autoconsommation collective, est entré en vigueur le lendemain de sa publication au journal officiel. Les évolutions nécessaires pour permettre le bon fonctionnement des opérations d'autoconsommation collectives doivent donc être effectuées rapidement.
Or, il semble qu'une adaptation légère des règles RE soit nécessaire. En effet, les volumes de soutirage ou d'injection attribués aux responsables d'équilibre des sites de production ou de consommation qui participent à une opération d'autoconsommation collective doivent tenir compte des quantités autoconsommées réparties entre les participants. EDF souhaite donc que cette adaptation soit traitée dans la version 8.3 des règles.

[1] Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du code de l'énergie

A titre d'exemple, la définition de la consommation ajustée dans la section 2 des règles pourrait être complétée ainsi (d'autres adaptations de cohérence étant sans doute également nécessaires) :

« *La Consommation Ajustée d'un Site de Soutirage Télérelevé raccordé au RPT ou au RPD est établie, par le GRT ou le GRD, au Pas 10 Minutes, pour chaque Jour de la Semaine S, de la manière suivante :*

- *la quantité d'énergie soutirée par le Site ;*
- *plus le cas échéant les volumes d'ajustement à la Hausse du Site à partir d'une EDA Soutirage Télérelevée ;*
- *plus le cas échéant les énergies de Réglage Primaire et Secondaire de fréquence fournies par le Site ;*
- *plus le cas échéant les volumes d'effacement du Site à partir d'EDE Télérelevées ;*
- *moins le cas échéant les volumes d'ajustement à la Baisse du Site à partir d'une EDA Soutirage Télérelevée ;*
- *moins le cas échéant les énergies de Réglage Primaire et Secondaire économisées par le Site ;*
- *moins le cas échéant les volumes de report du Site à partir d'EDE Télérelevées ;*
- *moins le cas échéant l'énergie des Programmes d'Echange de Blocs apportées au Site dans le cadre de NEB RE-Site.*
- *moins le cas échéant l'énergie attribuée au site dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective.* »

[1] Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du code de l'énergie