Contribution d'EON à la consultation sur les règles RE/MA

Le 19 novembre 2014

Cette consultation fait suite à une concertation menée depuis plusieurs mois par RTE afin d'introduire les nouvelles dispositions législatives encadrant la participation des effacements de consommation aux mécanismes de marché. La présente consultation entérine les évolutions dans les règles relatives au responsable d'équilibre et au mécanisme d'ajustement. EON remercie RTE d'avoir engagé cette concertation entre les acteurs de marché permettant au cadre réglementaire des effacements d'évoluer vers des possibilités de valorisations plus étendues.

I. Section 1 des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement.

a. *Sur la structure des entités d'ajustement*

EON est à ce stade favorable au maintien de la distinction entre EDA soutirage et EDA injection. Cette différenciation est nécessaire afin d'assurer une rémunération des ajustements, un contrôle du réalisé et une agrégation respectant les spécificités techniques des sites de soutirage et des sites d'injection. Si les méthodes de contrôle du réalisé évoluent et permettent une agrégation des sites de soutirage et d'injection EON y est favorable.

Concernant les nouvelles possibilités d'agrégation, EON, bien que favorable à des EDA multi-tout dans une perspective long terme, s'étonne que des modalités permettant d'agréger des sites avec des caractéristiques différentes soient d'ores et déjà proposées alors même que les méthodes de contrôle du réalisé ne permettent pas une réallocation complétement juste des flux entre les différents acteurs. Si l'analogie est faite avec l'intégration des effets de bord dans les règles, il semble qu'une méthodologie bien qu'imparfaite, aurait pu être introduite pour les comptabiliser.

Sur les modalités techniques d'agrégation, EON considère que la distinction EDA télérelevé/EDA profilé doit être maintenue et demeure pertinente tant que des méthodes de contrôle du réalisé plus fines ne permettent pas du contrôle site à site.

b. *Sur les modalités de répartition des ajustements*

La méthode proposée par RTE pour attribuer le volume réalisé à la maille de l'EDA entre les fournisseurs des sites effacés repose sur le comportement réel des sites. Cette méthode permet d'approcher de manière satisfaisante les volumes réellement effacés et a le mérite d'assurer une cohérence entre le volume sur lequel a été calculé le montant dû par l'opérateur d'effacement au fournisseur et le volume attribué dans le périmètre du responsable d'équilibre.

La méthode de répartition par clé ex-ante pour les EDA profilés ne permet pas une répartition des volumes effacés en fonction du comportement réel du site. En outre, la clé de répartition définie ne peut être contestée par le responsable d'équilibre des sites effacés ce qui pourrait introduire différents biais au moment de la facturation des clients. Enfin, la possibilité d'introduire des sites télérelevés dont la puissance souscrite est <250 kw pourrait fortement biaiser les volumes alloués à

chaque périmètre. En effet, la clé de répartition affecte les volumes à chaque site en fonction de la puissance souscrite. Un petit site télerelevé ne s'effaçant pas au sein de l'EDA se verrait donc systématiquement attribué un volume au détriment d'un site profilé.

Dès lors, comme cela a été évoqué à plusieurs reprises dans les groupes de travail par EON, une méthode permettant à terme une répartition des ajustements « site à site » permettrait une attribution des volumes au plus juste. Les travaux et les adaptations des systèmes d'information doivent se poursuivre pour atteindre cet objectif.

c. Sur le contrôle du réalisé des EDA soutirage

A titre liminaire, EON souhaite rappeler qu'il est indispensable qu'une cohérence entre les méthodes de contrôle du réalisé entre les règles NEBEF et MA soit maintenue. De nombreux sites de soutirage participent au MA et à NEBEF. Ils devraient pouvoir faire valoir indifféremment une unique méthode sur les deux mécanismes pour certifier leur volume. Par ailleurs, EON attachera une grande importance à l'évolution des méthodes de contrôle du réalisé et à l'intégration de nouvelles propositions telles que la méthode par prévision et la méthode par historique

Les règles expérimentales NEBEF prévoyaient déjà deux méthodes de contrôle du réalisé pour les EDE alors que les règles MA n'en prévoient toujours qu'une. EON regrette que la méthode du « rectangle à double référence corrigée » ainsi que la méthode par prévision ne soient pas intégrées dans cette version alors qu'elles le sont dans NEBEF. En effet, dans le cadre de NEBEF, la méthode du rectangle à double référence avait déjà été introduite dans les règles expérimentales. Comme le précise l'article 4.3.5.2 du rapport de consultation NEBEF d'octobre 2013, elle présente l'avantage de limiter certains biais évidents qui pourraient être associés à la méthode du « rectangle à simple référence », notamment considérer comme un effacement tout arrêt prévu d'un site en fin de journée.

Bien qu'à ce stade aucune méthode n'ait fait ses preuves pour mesurer les effets de bord de manière convaincante, EON regrette qu'aucune précision concernant leur intégration dans le versement n'ait été apportée en dépit de l'article 1er du décret du 3 juillet 2014 qui précise que *« L'effacement peut avoir pour effet de modifier la consommation du site de consommation effacé avant et après la période d'effacement. Ces effets sont pris en compte s'ils sont attestés et significatifs, selon des modalités définies par les règles mentionnées à l'article 3, lors de la certification des effacements de consommation d'électricité, des transferts d'énergie entre les périmètres des responsables d'équilibre concernés et du versement de l'opérateur d'effacement au fournisseur des sites effacés. »*. Un volume moyen de report « normatif » aurait pu être introduit par catégorie d'effacement afin de compenser les fournisseurs au même titre que les processus d'agrégation ont été assouplis pour les opérateurs d'effacement alors même que les méthodes de contrôle du réalisé sont encore à améliorer (notamment pour le profilé).

d. Sur le modèle de versement appliqué

Les nombreuses analyses économiques menées par RTE ont démontré la pertinence d'une compensation approchant au plus juste la part énergie du prix de fourniture. Deux modèles économiques de versement de l'opérateur d'effacement vers le fournisseur ont été intégrés dans les

règles : un modèle dit régulé qui assure une compensation régulée au fournisseur pour tous les sites RPD et un modèle dit corrigé pour tous les sites RPT à travers lequel le fournisseur est compensé par l'intermédiaire du consommateur final à son prix de contrat.

EON a soutenu tout au long de la concertation l'application systématique du modèle à courbe de charge corrigée pour les sites raccordés au RPT afin d'éviter des arbitrages possibles et les effets d'aubaine en découlant. EON soutient donc la proposition faite par RTE d'assurer une non-optionalité dans le choix du modèle de versement d'un site.

Il a été évoqué à plusieurs reprises au cours de la concertation la possibilité d'étendre le modèle à courbe de charge corrigée aux sites raccordés au RPD et qui disposent d'une télérelève. La plupart des acteurs semblent favorables à ce principe. EON souhaiterait donc que cette piste de réflexion soit instruite dans les futures évolutions de règles.

e. Sur la rémunération des ajustements

La distinction faite entre les EDA soutirage et injection pour la rémunération des ajustements est jugée pertinente par EON. En effet, les spécificités techniques d'un groupe de production sont très différentes de celles d'un site de soutirage. EON reste attaché au maintien d'un seuil de tolérance pour les sites d'injection - un tiers n'intervenant à priori pas sur le niveau d'ajustement, les biais liés au sur ajustement ou au sous ajustement sont dès lors limités.

La rémunération de l'ajustement des EDA soutirage au volume réalisé donne une incitation aux opérateurs d'ajustement à effectuer de bonnes prévisions. Comme souligné par RTE, une attention particulière devra être observée si certains sites sont systématiquement sur-ajustés.

f. Modification de la transmission des ordres d'ajustement

EON accueille favorablement l'évolution proposée par RTE sous réserve que cette dernière laisse un temps d'adaptation suffisant aux RE. EON souhaiterait à ce titre, qu'un retour d'expérience soit fait à chaque étape pour informer les acteurs de marché du déroulement de l'automatisation de la TAO.

g. Financement de réservation des capacités d'ajustement

Comme précisé dans le rapport de consultation à la page 46 « *les réflexions permettant d'aboutir à une nouvelle répartition des financements ne sont pas finalisées et seront reprises en concertation avec les acteurs de marché* ». EON considère donc qu'une disposition n'ayant pas été traitée avec l'ensemble des acteurs et n'étant pas consensuel sur la manière de l'intégrer dans les règles ne peut faire l'objet d'une proposition à la CRE.

D'autre part, EON estime qu'un certain nombre de questions connexes à ce sujet n'ont jamais été soulevées par RTE. Typiquement, la pertinence d'étendre l'assiette de financement à l'injection alors même que les capacités d'effacement sur le mécanisme d'ajustement ne sont pas activées se pose. De nombreux dispositifs se superposent pour contribuer à la valorisation des effacements (prime, débat en cours sur le versement dans le cadre du PLTE…). EON ne souhaite pas que le financement des réservations de capacités par les producteurs soit un nouveau dispositif instituant un subventionnement croisé entre deux activités économiques indépendantes l'une de l'autre. De

même, étendre le périmètre de financement des réservations de capacités devrait s'apprécier au regard de la mise en place du mécanisme de capacité censé se substituer à l'AOE. Dans cette perspective, l'extension de l'assiette de contribution pour seulement financer les appels d'offres RR/RC doit être réexaminée.

Ainsi, EON n'est pas favorable à l'extension de l'assiette de financement de réservation des capacités et souhaite que le sujet soit rouvert dans le cadre d'une concertation à laquelle il est indispensable de convier tous les responsables d'équilibre impactés.

h. Suivi de l'encours de l'acteur d'ajustement

EON est favorable à la proposition de RTE consistant à permettre à l'acteur d'ajustement de faire des paiements anticipés en sus de sa garantie bancaire. Cette disposition permet de limiter les versements quotidiens pour les opérateurs d'effacement. Les versements quotidiens requièrent la présence de personnes habilitées dans l'entreprise ainsi que des processus complexes. Toute évolution visant à diminuer leur utilisation assure une plus grande simplicité de gestion aux opérateurs d'effacement.

.

II. Section 2 des règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre

a. Traitement des données et reconstitution des flux

Les évolutions proposées dans le cadre de la version V7 des règles renforcent les contrôles des données en amont de leur envoi à RTE. EON considère que cette disposition permettra de fiabiliser le dispositif et de réduire les erreurs dont les conséquences financières peuvent être importantes.

Donner la possibilité de re-déclarer des courbes de charge après M+12, pourrait être un facteur désincitatif à la transmission de données de qualité par le GRD. Cette disposition transfert un nouveau risque financier vers les responsables d'équilibre puisque des sommes non provisionnées pourraient potentiellement être réclamées, cela soulève d'ailleurs le traitement comptable de ces montants. EON n'est donc pas favorable à cette évolution.

Concernant les rejeux, la restitution des sommes dues au RE lésé étant conditionnée à celle du reversement du trop perçu par le RE bénéficiaire, EON considère qu'une surveillance particulière de la CRE doit être observée sur ce sujet. Par ailleurs, EON souhaiterait que la notion « d'erreur résiduelle » soit précisée en volume et en euros. En effet, si ces erreurs constituent des montants importants un système de « cap » au-delà duquel le GRD ne pourrait pas se retourner contre le responsable d'équilibre pourrait être envisagé. En substitution, un processus robuste de valorisation financière des erreurs du GRD devrait être introduit. .

b. Dispositif de sécurisation financière des responsables d'équilibre

EON comprend que le renforcement du dispositif de sécurisation financière des responsables d'équilibre est opéré à titre préventif par RTE. EON s'interroge néanmoins sur les effets que ces dispositions auront à long terme sur le marché. L'une des conséquences de l'augmentation du niveau de garantie bancaire, du suivi des encours ainsi que l'introduction d'une limite pour les transactions

déclaratives, serait la création d'une barrière à l'entrée pour les petits acteurs. A terme, la liquidité du marché notamment pour les échanges de NEB serait affectée.

Ce nouveau dispositif doit faire l'objet d'un apprentissage collectif et d'un retour d'expérience régulier afin de mesurer l'impact de ces nouvelles dispositions tout en s'assurant qu'elles n'entravent pas le bon fonctionnement du marché.

c. Rattachement des auxiliaires d'un site de production à un périmètre d'équilibre différent de celui du groupe de production

EON accueille très favorablement cette évolution qui va permettre aux capacités de production sous obligation d'achat avec le fournisseur historique de pouvoir rattacher leurs auxiliaires au sein de leur propre périmètre.

d. Prise en compte des effacements de consommation dans le calcul des écarts

Le volume réalisé doit systématiquement égaliser celui ajouté dans les périmètres des responsables d'équilibre afin d'assurer une adéquation entre le volume corrigeant le périmètre et le versement effectué de l'opérateur d'effacement vers le fournisseur. Les effets de bord devront être introduits dans les volumes attribués aux responsables d'équilibre pour la reconstitution des flux.

III. Section 3 relatives au service d'échange de blocs

a. Limitation des transactions déclaratives au volume d'énergie journalier et conséquence sur les échanges de NEB

EON est très réservé sur l'introduction d'un volume maximal d'énergie journalier pouvant être échangé. D'une part, EON estime qu'un tel dispositif pourrait bloquer la participation de plusieurs acteurs de marché (petits acteurs notamment). D'autre part, EON considère que l'effet cascade dès lors qu'une contrepartie est défaillante pourrait être important ce qui conduirait à grandement déstabiliser les échanges de NEB.EON se réserve le droit d'adresser des remarques et des propositions complémentaires à RTE durant la période d'apprentissage du nouveau dispositif (avant l'entrée en vigueur de l'annulation des NEB).

Certaines questions de mise en œuvre opérationnelle semblent à ce stade toujours en suspens notamment :

- Les conditions d'adaptation des contrats EFET.

- Le format des messages qui seront envoyés aux contreparties pour les informer d'une possible défaillance. En particulier, les deux contreparties (acheteuse et vendeuse) auront-elles connaissance lors du matching report du volume maximal auquel elles peuvent renominer une NEB si l'une des deux a été signalée « en risque » ? Cette information parait nécessaire afin de permettre aux deux contreparties d'échanger pour renominer un volume d'énergie adéquat.

- La possibilité d'introduire un statut complémentaire au statut « KO » si la NEB est annulée en raison d'une garantie financière insuffisante afin de permettre des conditions contractuelles propres à cette situation.

- La relation et l'échange d'information entre RTE, les contreparties et éventuellement le broker qui aurait conclu la nomination

EON soumet également plusieurs propositions à RTE afin de limiter les écueils susmentionnés:

- Allocation systématique du volume maximal de la NEB autorisé par la garantie financière de la contrepartie « défaillante » à la contrepartie acheteuse.

- Ecrêtement des NEB au prorata du nombre de contreparties acheteuses. Si un acteur est déclaré défaillant lors du matching report, les NEB achetées par chaque contrepartie devraient être écrêtées du volume allant au-delà du volume d'énergie journalier autorisé. Par exemple, si un RE vend des blocs à 20 contreparties différentes pour un volume de 200 MW (10 MW par contrepartie) mais que son volume maximal d'énergie journalier autorisé est de 150 MW alors chaque contrepartie devrait voir sa NEB écrêtée de 2.5 MW.