Réseau de transport d'électricité

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

Rapport d'accompagnement de la proposition de règles MA-RE soumise à la CRE le 1er février 2015

TABLE DES MATIERES

Table des matières **3**

Synthèse **4**

1. Introduction Au rapport d'accompagnement **8**

2. Evolutions des modalités de participation au mécanisme d'ajustement **10**
2.1 Structure des entités d'ajustement : constantes et nouveautés 10
2.2 Gestion des périmètres d'ajustement 16
2.3 Répartition des volumes certifiés pour les processus avals 17
2.4 Adaptation des règles du mécanisme d'ajustement au nouveau cadre législatif et règlementaire 21
2.5 Informatisation des ordres d'ajustement 27
2.6 Contrôle du réalisé des EDA soutirage 28
2.7 Modalités de rémunération des ajustements 31
2.8 Ajustement à la baisse sur des sites de soutirage 32

3. Evolutions des modalités du dispositif de responsable d'équilibre **33**
3.1 Responsabilité des acteurs dans le dispositif de responsable d'équilibre 33
3.2 Sécurisation financière du dispositif RE 40
3.3 Modalités de calcul des écarts des responsables d'équilibre 50
3.4 Rattachement des auxiliaires d'un site de production à un périmètre d'équilibre 53

4. Financement des réservations de capacités sur le mécanisme d'ajustement **54**
4.1 Contexte 54
4.2 Calcul des injections et soutirages physiques 55
4.3 Intégration de certains coûts de contractualisation 55

Annexe 1. Etude des modalités de financement des capacités d'effacement et des réserves rapide et complémentaire par la communauté des responsables d'équilibre **57**

Annexe 2. Suppression de l'effet « propagation » **64**

Annexe 3. Etude des encours des acteurs **67**

Annexe 4. Reponse de RTE aux remarques des acteurs **69**

SYNTHESE

Les évolutions des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement, et au dispositif de responsable d'équilibre (règles MA-RE) soumises le 1er février 2015 à l'approbation de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) portent essentiellement sur quatre points :

- l'élargissement des conditions d'accès au mécanisme d'ajustement ;
- la mise en place d'un cadre pérenne et équitable pour le développement des effacements de consommation, en cohérence avec le dispositif NEBEF 2.0 ;
- la précision des responsabilités des acteurs dans le dispositif de responsable d'équilibre ;
- la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre et la lutte contre les fraudes.

En ce qui concerne les effacements de consommation, les évolutions proposées sont calquées sur le dispositif NEBEF 2.0, selon les termes de la délibération de la CRE du 17 décembre 2014. Une fois entrées en vigueur, il sera mis fin à l'expérimentation Ajustement Diffus du 5 décembre 2007.

S'agissant de l'élargissement des conditions d'accès au mécanisme d'ajustement

A compter de 2011, RTE s'est engagé dans la voie d'un élargissement des conditions de participation des sites au mécanisme d'ajustement, afin de permettre l'émergence de nouvelles capacités et de favoriser la concurrence entre les acteurs. Dans ses avis récents, la CRE s'est régulièrement exprimée en faveur de cet élargissement[1]. Cette demande est également celles des parties prenantes réunies au sein du groupe de travail de la Commission Accès au Marché (CAM) du CURTE « Souplesse des EDA ».

La nouvelle version des règles proposée à l'approbation de la CRE marque une étape importante dans ce programme. RTE propose ainsi :

- d'abaisser progressivement le seuil de participation au mécanisme d'ajustement à 1 MW ;
- de permettre à des groupes de production situés sur des sites différents d'être rattachés à une même entité d'ajustement ;
- de permettre aux sites de soutirage rattachés à une même EDA de disposer de caractéristiques hétérogènes (responsable d'équilibre, fournisseur, barème forfaitaire, catégorie d'effacement, gestionnaire de réseau, modèle de versement).

En favorisant l'entrée de petits acteurs et en simplifiant l'agrégation, ces évolutions constituent un marqueur tangible de la priorité accordée par le Gouvernement, la CRE et RTE à la promotion des effacements de consommation.

[1] Dans sa délibération du 17 décembre 2014, la CRE a souligné « son attachement au principe d'élargissement des possibilités d'agrégation des capacités d'effacement, notamment entre sites ayant des caractéristiques hétérogènes ». Dans sa délibération du 25 septembre 2014, la CRE s'est exprimée en faveur d'une généralisation de l'abaissement du seuil de participation à 1 MW aujourd'hui seulement réservée à l'expérimentation en région Bretagne.

S'agissant de la mise en place du nouveau cadre de régulation des effacements de consommation, en cohérence avec le dispositif NEBEF 2.0

Les deux dernières années ont été consacrées à l'élaboration d'un nouveau cadre de régulation des effacements de consommation. Avec la loi « Brottes » du 15 avril 2013, le décret n°2014-764 sur les effacements de consommation du 3 juillet 2014, les règles NEBEF 2.0 approuvées par la CRE le 17 décembre 2014 et l'arrêté « prime » du 11 janvier 2015, le cadre institutionnel de valorisation est désormais en vigueur et opérationnel.

Restait à appliquer ces dispositions au mécanisme d'ajustement, qui constitue historiquement le principal débouché pour la valorisation des effacements de consommation. C'est ce que propose la nouvelle version des règles MA-RE proposées par RTE.

Les débats sur la déclinaison des principes de la loi Brottes ou du décret effacements ont été, au cours du second semestre 2014, nombreux et vifs. Ils ont été tranchés par la CRE dans sa délibération du 17 décembre 2014. Même si les travaux parlementaires en cours peuvent conduire à des évolutions du cadre législatif et réglementaire de valorisation des effacements, l'option proposée par RTE dans le présent projet de règles RE-MA soumis à l'approbation de la CRE consiste à généraliser les dispositions issues du cadre NEBEF 2.0 pour ce qui est du traitement des effacements de consommation[2]. Ceci conduit notamment :

- à mettre en place une gestion décentralisée des périmètres d'ajustement ;
- à l'utilisation des données site à site pour le contrôle du réalisé ;
- à décliner les modalités du versement dû aux fournisseurs des sites de soutirage effacés prévues par l'article 8 du décret susmentionné.

Gestion décentralisée des périmètres d'ajustement

Le décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité prévoit la possibilité, pour RTE, de déléguer certaines tâches aux gestionnaires de réseau de distribution. Dès lors, le cadre réglementaire ouvre la voie à l'introduction de différents modèles de gestion.

Le choix du modèle décentralisé, proposé par RTE et approuvée par la CRE une première fois en 2013, a été confirmé en décembre 2014 par la Commission de régulation de l'énergie[3].

RTE propose ainsi, dans le projet de règles MA-RE soumis à l'approbation de la CRE, la mise en œuvre d'un modèle de gestion décentralisé analogue à celui introduit par les règles NEBEF 2.0. Ce modèle confie aux GRD la responsabilité de collecter et contrôler les demandes des acteurs d'ajustement relatives à l'ajout, au retrait ou à la modification des périmètres d'ajustement pour les sites raccordés au RPD, puis de les transmettre à RTE, accompagnées des informations nécessaires à

[2] Quelques différences pourront néanmoins exister de manière structurelle (notamment sur le processus de reconnaissance) ou transitoire.

[3] Le courrier de la Ministre en charge de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie daté du 1er décembre 2014 invitait RTE à introduire un modèle de gestion centralisé. Le régime correspondant, proposé comme optionnel et dérogatoire, n'a pas été approuvé par la CRE dans sa délibération du 17 décembre 2014.

l'exploitation du système électrique ou à la réalisation des missions confiées à RTE par le décret du 3 juillet 2014.

Données site à site pour le contrôle du réalisé

Conformément au décret du 3 juillet 2014, RTE propose de définir comme cible l'utilisation, pour le contrôle du réalisé, des données de courbes de charge des GRD, lorsque celles-ci présentent les caractéristiques nécessaires. RTE identifie la nécessité de disposer de courbes de charge à la maille site afin de faciliter le contrôle du réalisé sur des entités d'ajustement agrégeant des sites aux caractéristiques hétérogènes et de construire un retour d'expérience sur les méthodes de contrôle conformément à ses missions. RTE rappelle que les questions relatives au contrôle des effacements revêtent un aspect primordial : suite au courrier de la Ministre daté du 1er décembre 2014 et de la délibération de la CRE datée du 17 décembre 2014, il est en effet prévu que RTE remette en juillet 2015 des conclusions sur la quantification des effets de bord.

Les modalités de transfert des données pour le contrôle du réalisé proposées sont strictement analogues à celles approuvées par la CRE dans sa délibération du 17 décembre 2014 relatives au mécanisme NEBEF.

Modalités du versement dû aux fournisseurs des sites effacés

Le projet de règles MA-RE soumis à l'approbation de la CRE introduit un versement de l'acteur d'ajustement vers les fournisseurs des sites effacés dans le cadre du MA conformément aux articles 8 et 9 du décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité.

Les modalités de mise en œuvre de ce versement proposées par RTE sont identiques à celles mises en œuvre dans le cadre de NEBEF 2.0. Notamment, le barème forfaitaire appliqué aux sites au modèle régulé est calé sur celui de NEBEF.

En application du décret du 3 juillet 2014, RTE propose la mise en œuvre de modalités de sécurisation financière visant à garantir la capacité des acteurs d'ajustement à honorer leurs encours vis-à-vis des fournisseurs. Cette sécurisation financière repose sur des garanties bancaires optionnelles, des possibilités de versements anticipés au libre choix de l'acteur et un suivi quotidien du bilan financier des acteurs d'ajustement. Conformément au décret, en cas de défaut de paiement résiduel, RTE propose, sur demande des fournisseurs impactés, de lever l'anonymat de l'acteur d'ajustement concerné.

S'agissant de la responsabilité des acteurs dans le dispositif de responsable d'équilibre

Sur demande de la CRE formulée par la délibération du 17 juin 2010, des travaux ont été organisés au sein du CURTE entre septembre 2012 et avril 2013 au sujet des responsabilités des différents opérateurs intervenant dans le dispositif de reconstitution des flux. RTE propose en conclusion de ces travaux :

- d'intégrer aux règles une description des contrôles à effectuer par les GRD et les RE sur les données utilisées pour la reconstitution des flux ;
- de définir un régime de traitement des erreurs portant sur les courbes de charge télérelevées identifiées après finalisation du calcul des écarts ; et enfin

- d'établir un cadre de traitement des contestations exprimées par les RE au-delà de la réconciliation temporelle.

Les dispositions proposées garantissent le respect des principes de responsabilité en vigueur, chaque gestionnaire de réseau étant responsable vis-à-vis des autres parties sur la qualité des données produites.

S'agissant de la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre

La proposition de règles MA-RE conduit à un renforcement de la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre, afin de garantir une meilleure couverture des risques engendrés par ces derniers et de protéger la communauté des utilisateurs du réseau contre les risques de ventes à découvert.

Le dispositif actuel de responsable d'équilibre n'est, en effet, pas suffisamment protégé contre le risque de fraudes financières. Ce risque n'est pas uniquement théorique : dans d'autres pays européens, des fraudes sur les marchés de l'énergie ont généré des pertes de plusieurs dizaines de millions d'euros pour la collectivité, qui a dû *in fine* assumer les pertes occasionnées par certains acteurs de marché.

RTE propose un nouvel encadrement visant à indexer, pour chaque acteur, le niveau de sécurisation financière sur les risques réellement engendrés, sans pour autant augmenter significativement le niveau moyen des garanties bancaires exigées. Les modalités proposées par RTE reposent notamment sur (i) une incitation à chacun des responsables d'équilibre de s'assurer en fonction du risque qu'il fait porter au système et (ii) la mise en place du suivi des échanges entre responsables d'équilibre. RTE pourra suspendre l'activité d'un responsable d'équilibre en cas de comportements frauduleux.

L'évolution proposée s'inscrit dans un calendrier progressif de mise en œuvre ayant pour finalité un apprentissage opérationnel des nouvelles dispositions par les responsables d'équilibre.

Avertissement

Le présent rapport d'accompagnement constitue un guide de lecture de la proposition de règles MA-RE. Il doit permettre aux acteurs et à toute partie prenante intéressée d'appréhender les principales évolutions introduites par rapport aux règles en vigueur depuis le 27 juin 2014, et de comprendre ce qui les a motivées.

Certaines évolutions, jugées moins importantes de part leur nature et leur impact sur les acteurs de marché et le fonctionnement du mécanisme, n'y sont pas décrites.

La lecture de la proposition de règles MA-RE reste donc nécessaire afin de disposer d'une vision de l'ensemble des modalités soumises à l'approbation de la CRE.

1. INTRODUCTION AU RAPPORT D'ACCOMPAGNEMENT

Le présent document constitue le rapport d'accompagnement de la proposition de règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (règles MA-RE) soumise par RTE à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en application des articles L. 271-1, L. 321-10, L. 321-14 et L. 321-15-1 du Code de l'énergie et de l'article 3 du décret du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité.

Les évolutions proposées figurent parmi les plus structurantes depuis la création du mécanisme d'ajustement et du dispositif de responsable d'équilibre en 2003. Elles intègrent d'une part les résultats des concertations menées depuis plusieurs années avec les acteurs de marché dans le cadre de la Commission Accès au Marché (CAM) du CURTE, et déclinent d'autre part les dispositions issues du nouveau cadre législatif et réglementaire pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'électricité et sur le mécanisme d'ajustement.

S'agissant des évolutions générales instruites en concertation dans le cadre de la CAM, la proposition de règle vise à :

- renforcer la souplesse de constitution des entités d'ajustement. Pour remplir cet objectif, plusieurs moyens ont été discutés afin de lever les modalités les plus contraignantes pour la valorisation des capacités sur le mécanisme d'ajustement :
    - l'agrégation de sites ayant des caractéristiques hétérogènes (sites de soutirage ou d'injection, appartenance à des responsables d'équilibre différents, raccordement à des réseaux gérés par différents gestionnaires de réseau) ;
    - la participation simultanée d'un site à plusieurs mécanismes de marché ;
    - la baisse du seuil de puissance pour la participation au mécanisme d'ajustement (aujourd'hui fixé à 10 MW).
- faire évoluer les modalités de participation aux mécanismes de marché des capacités raccordées aux réseaux public de distribution (RPD). Concernant le mécanisme d'ajustement, il s'agit notamment de préciser, pour lesdites capacités :
    - les conditions d'accès au mécanisme d'ajustement ;
    - les modalités de gestion des périmètres ;
    - l'origine des données utilisées pour la certification des ajustements ;
    - les échanges d'informations entre les gestionnaires de réseau pour les besoins liés à la gestion des flux électriques sur le réseau ;
    - les impacts des ajustements sur le réseau ;
    - les limitations éventuelles des activations liées à la gestion des flux et le traitement économique associé.
- préciser la responsabilité des acteurs relative au traitement des erreurs dans le processus de reconstitution des flux du dispositif de responsable d'équilibre ;
- sécuriser les flux financiers liés aux écarts des responsables d'équilibre.

S'agissant de la déclinaison du nouveau cadre législatif et réglementaire pour participation des effacements de consommation aux marchés de l'électricité et au mécanisme d'ajustement[4], le texte présenté par RTE se cale, en les adaptant à la marge le cas échéant, sur les dispositions des règles NEBEF 2 approuvées par la CRE par sa délibération du 17 décembre 2014. La proposition de règles MA-RE définit ainsi :

- les modalités de reconnaissance des capacités techniques des opérateurs d'effacement à réaliser des effacements de consommation et à les valoriser dans le cadre du mécanisme d'ajustement ;
- la possibilité pour les opérateurs d'effacement de valoriser des effacements de consommation sur le mécanisme d'ajustement sans l'accord du responsable d'équilibre des sites concernés ;
- les données utilisées pour la certification des effacements réalisés ;
- les modalités de certification des volumes d'effacement réalisés ;
- les modalités de traitement associées au volume certifié pour les effacements afin de permettre une agrégation au sein d'une entité d'ajustement composée de sites de soutirage dont les caractéristiques sont hétérogènes ;
- la prise en compte des effacements dans le calcul des écarts des responsables d'équilibre ;
- les modalités du versement dû aux fournisseurs des sites de soutirage effacés et reflétant la part énergie du prix de fourniture desdits sites.

Les évolutions proposées permettent la participation au mécanisme d'ajustement de l'ensemble des sites de consommation. Ceci conduit à l'arrêt des règles transitoires de mise en œuvre de l'expérimentation ajustements diffus approuvées par la CRE le 5 décembre 2007 et prolongées par les délibérations de la CRE du 18 juin 2009, du 28 octobre 2010 ou encore du 17 décembre 2014 *« dans l'attente règles pérennes de mise en œuvre des ajustements par effacement diffus »*.

Les évolutions susmentionnées ont un impact sur l'ensemble des sections 1 (mécanisme d'ajustement), 2 (dispositif de responsable d'équilibre), et 3 (service d'échange de blocs) des règles du mécanisme d'ajustement et du dispositif de responsable d'équilibre et ont amené RTE à proposer une reformulation complète de la section 1.

A la suite des travaux menés avec les parties prenantes, la proposition d'évolution des règles a fait l'objet d'une consultation, réalisée dans le cadre de la CAM du 15 octobre au 19 novembre 2014, à laquelle ont répondu les gestionnaires de réseau public de distribution d'électricité, des acteurs d'ajustement, des consommateurs industriels et des responsables d'équilibre (ACTILITY, EDF, EFET, ENERGY POOL, EON, GDF SUEZ, les GRD - ANROC, ELE, ERDF, FNSICAE, NOVAWATT, UNELEG-, UNIDEN et VOLTALIS).

[4] Ce cadre est constitué des articles L.271-1 et L.123-1 du Code de l'énergie, issus de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013, et du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité (ci-après « décret effacement »). Le décret effacement définit notamment l'effacement de consommation, précise les modalités du versement entre les opérateurs d'effacement et les fournisseurs des sites de soutirage effacés et prévoit l'attribution d'une prime aux opérateurs d'effacement pour les effacements réalisés. Le montant de la prime versée aux opérateurs d'effacement est fixé par l'arrêté du 11 janvier 2015

2. EVOLUTIONS DES MODALITES DE PARTICIPATION AU MECANISME D'AJUSTEMENT

Tant les concertations menées dans le cadre de la CAM que l'évolution du cadre législatif et réglementaire relatif aux effacements de consommation d'électricité nécessitent de faire évoluer les modalités de participation au mécanisme d'ajustement.

La présente partie détaille :

- les conséquences de ces aménagements sur :
    - la structure des entités d'ajustement ;
    - les modalités de répartition des ajustements à une maille différente de celle des entités d'ajustement ;
    - le contrôle du réalisé des offres d'ajustement soumises à partir des entités d'ajustement composées de sites de soutirage ;
    - la rémunération des ajustements.
- les nouveaux concepts afférents au cadre réglementaire et législatif en vigueur ;
- les nouvelles modalités résultant des concertations menées dans le cadre de la CAM :
    - informatisation des ordres d'ajustement ;
    - baisse du seuil de puissance pour la participation au mécanisme d'ajustement ;
    - ajustements à la baisse sur les sites de soutirage.

2.1 Structure des entités d'ajustement : constantes et nouveautés

2.1.1 Maintien de la distinction entre les EDA soutirage et injection

Les modalités de participation au mécanisme d'ajustement diffèrent significativement entre les sites de soutirage et les sites d'injection :

- la loi ne définit pas les mêmes obligations et régimes applicables ;
- les méthodes de contrôles de réalisé appliquées sont différentes.

RTE propose donc de reconduire les modalités actuelles d'agrégation en fonction de la nature du site : les sites peuvent être agrégés entre eux uniquement s'ils sont de même nature. Il en découle deux catégories d'EDA :

- les EDA constituées de sites d'injection, dites EDA Injection ;
- les EDA constituées de sites de soutirage, dites EDA Soutirage.

2.1.2 Baisse du seuil de puissance pour la participation au mécanisme d'ajustement

Les participants au groupe de travail de la CAM « Souplesse des EDA » ont identifié l'abaissement du seuil de participation au mécanisme d'ajustement comme une évolution à instruire de manière prioritaire. L'abaissement du seuil de participation à 1 MW nécessite préalablement de modifier les modalités de transmission des ordres d'ajustement, les ajustements étant à l'heure actuelle sollicités par téléphone. Les perspectives d'évolution des modalités de transmission sont détaillées au § 2.5 et amènent RTE à proposer d'ouvrir la participation aux capacités de 1 MW selon un calendrier composé de trois phases :

1. Début d'expérimentation (à partir du 1er avril 2015)

Cette phase consiste en l'ouverture de la participation à cinq capacités supérieures ou égales à 1 MW et inférieures à 10 MW, sous conditions qu'elles proposent un délai de mobilisation (DMO) strictement supérieur à 30 minutes. Ces conditions permettront à RTE d'activer ces capacités selon les mêmes règles que les capacités actuellement proposées sur le mécanisme d'ajustement.

2. Elargissement de l'expérimentation et apprentissage

A la suite de la mise en œuvre effective du dispositif de transmission automatique des ordres (TAO), RTE proposera un élargissement des possibilités de participation au mécanisme d'ajustement des capacités inférieures à 10MW, pouvant consister en une augmentation du nombre de capacités pouvant proposer 1 MW.

En fonction du nombre de ces capacités, RTE pourra limiter à 100 MW la puissance activée sur une même plage temporelle dans certaines situations, notamment en cas d'apparition de nouvelles contraintes opérationnelles (hors informatisation des ordres d'activation) ou de l'apparition de contraintes relatives à l'observabilité de ces capacités.

3. Intégration totale (2016/2017).

A la suite des retours d'expérience des phases 1 et 2, RTE définira en concertation avec les acteurs d'ajustement, un calendrier permettant une ouverture totale du dispositif aux capacités de 1 MW.

2.1.3 Identification des caractéristiques des sites participant au mécanisme d'ajustement

Jusqu'à présent, la nature du site (injection ou soutirage), son gestionnaire de réseau de raccordement (RTE ou un GRD) ainsi que son responsable d'équilibre étaient des attributs suffisants pour le caractériser et identifier le processus qui lui était applicable dans le cadre du mécanisme d'ajustement.

Avec l'application du décret effacements de nouvelles caractéristiques sont nécessaires pour différencier les sites de consommation sur le mécanisme d'ajustement :

- les modalités de traitement dans le cadre de la reconstitution des flux : sites profilés, télérelevés, ou cas particulier des sites raccordés à un gestionnaire de réseau public de distribution appliquant des modalités simplifiées pour la reconstitution des flux conformément à l'annexe D.3 de la section 2 des règles MA-RE ;
- le fournisseur du site ;

- le modèle de versement au fournisseur : modèle régulé et dans ce cas le barème forfaitaire déterminant le niveau de versement au fournisseur, modèle corrigé avec une correction des courbes de charges, modèle contractuel avec un accord bilatéral entre le fournisseur et acteur d'ajustement régissant les dispositions liées au versement ;
- la catégorie de l'effacement pour l'évaluation des volumes éligibles à la prime dont le principe est défini par le décret effacements. L'arrêté du 11 janvier 2015 définit deux catégories d'effacement, fonction de la puissance souscrite du site de consommation concerné (inférieure ou strictement supérieure à 36 kilovoltampères), pour fixer le montant de la prime versée aux opérateurs d'effacement.

2.1.4 Agrégation des sites d'injection ou des groupes de production au sein d'une EDA injection

RTE propose d'appliquer les modalités suivantes pour agréger, au sein d'une même EDA injection, des groupes de production ou des sites d'injection :

- les groupes de production doivent tous être rattachés au même responsable d'équilibre,
- les sites d'injection doivent soit tous être raccordés au réseau public de transport, soit tous être raccordés au réseau public de distribution,
- les sites d'injection raccordés sur le réseau public de transport doivent respecter certaines conditions d'agrégation.

2.1.4.1 Rattachement des groupes de production au même responsable d'équilibre

Le rattachement au même responsable d'équilibre des groupes de production valorisés au sein d'une même EDA (modalité actuellement en vigueur) n'apparait pas comme une limitation pour la valorisation des flexibilités sur le mécanisme d'ajustement. Dès lors, RTE propose de reconduire cette disposition qui simplifie les modalités de prise en compte des volumes ajustés dans le processus de calcul des écarts.

2.1.4.2 Raccordement des sites d'injection au réseau public de transport ou (exclusif) au réseau public de distribution

Les groupes de production raccordés au RPT sont soumis aux obligations définies par l'article L 321-13 du Code de l'énergie qui dispose que *« la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible sur chacune des installations de production raccordées au réseau public de transport est mise à disposition du gestionnaire de ce réseau par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement. »*

Les groupes de production raccordés au réseau public de distribution ne sont pas soumis à ces obligations.

Dès lors, sans évolution des modalités de présentation des offres visant à permettre l'identification de la puissance offerte par les sites raccordés sur le RPD et celle offerte par les sites raccordés sur le RPT, l'agrégation de sites de production raccordés au RPT et au RPD ne permettrait pas de s'assurer que les sites de production raccordés au RPT mettent effectivement à disposition la totalité de la puissance techniquement disponible. La mise en œuvre du futur code européen « Electricity Balancing » sera l'occasion d'interroger la formulation des offres d'ajustement afin qu'il soit possible d'agréger, dans une même entité d'ajustement, des sites d'injection raccordés au RPT avec des sites d'injection raccordés au RPD. Aussi afin d'éviter une modification transitoire des modalités de formulation des offres, RTE propose de reconduire la séparation des sites d'injection raccordés au RPT de ceux raccordés au RPD.

2.1.4.3 Conditions d'agrégation des sites d'injection raccordés au réseau public de transport

Les règles MA-RE actuellement en vigueur prévoient que les EDA constituées de groupes de production raccordés au RPT soient constituées de groupes de production tous situés sur un même site.

L'agrégation de groupes de productions localisés sur des sites distincts est possible après obtention par l'acteur d'ajustement d'une autorisation de RTE.

Dans le cadre du groupe de travail de la CAM « Souplesse des EDA », certains acteurs ont indiqué à RTE que cette disposition, couplée à la nécessité d'atteindre une puissance de 10 MW, pouvait exclure certains groupes de production en décompte et dont le site de tête est raccordé sur le réseau public de transport.

RTE propose que les EDA injection RPT puissent être constituées de groupes localisés sur des sites différents lorsque :

- la puissance maximale de chaque entité de programmation (regroupement d'un ou de plusieurs groupes de production), sauf une, est inférieure à 12 MW ;
- la somme des puissances maximales des groupes de production n'excède pas 100 MW ;
- chaque groupe constituant l'EDA reste une entité de programmation.

Pour des raisons liées à l'évolution du système d'information, ces modalités d'agrégation ne pourront être proposées qu'à partir d'une date qui sera définie ultérieurement. Sous réserve des contraintes qui pourraient intervenir, RTE pourrait proposer cette évolution pour fin 2015.

La valeur proposée de 12 MW correspond à la puissance maximale (hors dérogation) définie à l'article 4 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique (NOR: DEVE0808815A), et correspond à la puissance maximale pour le raccordement d'une installation de production au niveau de tension HTA.

RTE propose d'ouvrir les possibilités d'agrégation jusqu'à 100 MW sans demande préalable à RTE et considère qu'à partir de ce seuil, il convient d'analyser les conséquences sur le RPT avant la création de l'EDA.

2.1.5 Agrégation des sites de soutirage au sein d'une EDA soutirage

La définition des modalités d'agrégation des sites de soutirage au sein d'une EDA soutirage est fortement liée aux données nécessaires pour les processus avals.

Historiquement, seul le processus de reconstitution des flux imposait que le volume réalisé lors des ajustements puisse être réparti par périmètre de responsable d'équilibre. Pour satisfaire cette exigence, les sites agrégés au sein d'une même EDA avaient l'obligation de disposer de caractéristiques homogènes vis-à-vis du traitement de reconstitution des flux et devaient donc :

- tous être télérelevés (sauf dans le cas de la participation aux règles expérimentales de 2007 relatives à l'ajustement diffus) ;
- être alternativement tous raccordés au RPT ou tous raccordés aux RPD, du fait de méthodologies différentes de prise en compte dans le processus de reconstitution des flux (consommation dite « ajustée »[5] ou ajout d'un bloc d'énergie dans le périmètre des soutirages de RE) dépendant du raccordement du site ;
- tous être rattachés au même responsable d'équilibre.

Ces modalités permettent de déterminer simplement les volumes nécessaires au processus de reconstitution des flux dans la mesure où le volume réalisé par l'EDA lors d'un ajustement peut être utilisé directement dans le processus de reconstitution des flux.

Les travaux du groupe de travail de la CAM « Souplesse des EDA » réalisés en 2012 et 2013 ont permis d'identifier le besoin de lever ces conditions d'agrégation lorsque cela est réalisable : d'une part elles rendent plus difficile l'accès de certaines capacités au mécanisme d'ajustement du fait de la nécessité d'atteindre un seuil de puissance minimal pour participer au mécanisme d'ajustement ; d'autres part elles limitent la concurrence possible entre les acteurs de marché : pour capter un site de consommation d'un RE[A] n'atteignant pas seul le seuil de participation au mécanisme d'ajustement, un acteur d'ajustement doit déjà disposer de capacités de ce RE[A] dans son portefeuille.

La mise en conformité des règles MA-RE avec le cadre législatif et réglementaire en vigueur sur les effacements nécessite, pour chaque ajustement réalisé, de déterminer également :

- les volumes réalisés par les sites de soutirage d'un fournisseur, par barème forfaitaire, pour la détermination du montant du versement dû par l'opérateur d'effacement aux fournisseurs concernés ;
- les volumes réalisés par catégorie d'effacement pour la détermination de la prime attribuée aux opérateurs d'effacement.

Maintenir les principes utilisés jusqu'à présent, c'est-à-dire imposer des conditions d'agrégation compatibles avec l'utilisation directe du volume certifié à la maille de l'EDA pour tous les processus avals (reconstitution des flux, versement fournisseur et détermination de la prime attribuée aux opérateurs d'effacement), nécessiterait que les EDA soient constituées de sites :

- tous rattachés au même RE,

[5] Dans ce cas, une clé de répartition était demandée pour répartir les volumes de l'EDA entre chaque site de l'EDA.

- utilisant tous le même modèle pour le versement,
- ayant le même traitement dans le processus de reconstitution des flux,
- ayant tous le même fournisseur,
- ayant tous le même barème forfaitaire ou étant seul dans l'EDA si le versement est effectué indirectement via la correction de la courbe de charge du site,
- tous de la même catégorie d'effacement.

Les possibilités d'agrégation seraient alors fortement restreintes avec les dispositions actuellement en vigueur.

La cible visée par RTE est de permettre d'agréger des sites indépendamment de leurs caractéristiques. Cet objectif est partagé par la CRE et l'Autorité de la concurrence dans tous leurs avis récents. La proposition de RTE, contenue dans la proposition de règles MA-RE soumise à la CRE, représente une étape intermédiaire vers cet objectif et résulte des travaux réalisés lors de la concertation des règles MA-RE et NEBEF.

RTE propose d'appliquer une répartition des volumes certifiés selon des méthodes différentes en fonction de la composition de l'EDA :

- pour les EDA composées de sites de soutirage télérelevés, le principe de répartition des volumes certifiés (détaillé au §2.3.1) tient compte du comportement mesuré des sites composant l'EDA ;
- pour les EDA composées des sites de soutirage profilés, le principe de répartition des volumes certifiés (détaillé au §2.3.2) est basé sur une clé de répartition fixée en fonction des caractéristiques techniques des sites composant l'EDA.

Deux sous-catégories d'EDA soutirage découlent donc de cette différence de traitement :

- les EDA soutirage télérelevées, constituées de sites de soutirage télérelevés ;
- les EDA soutirage profilées, constituées de sites de soutirage profilés.

2.1.5.1 Cas particulier des sites de soutirage télérelevés de puissance souscrite inférieure à 250 kW

Pour un site de soutirage dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW et disposant d'un contrat unique ou d'un contrat intégré, la méthode de traitement appliquée dans le cadre de la reconstitution des flux dépend du choix du fournisseur.

L'activité d'un acteur d'ajustement opérant sur ce type de sites est donc soumise aux évolutions des choix du fournisseur concernant la méthode de reconstitution des flux pour les sites valorisés par l'acteur d'ajustement : un site de soutirage profilé valorisé au sein d'une EDA devrait être exclu de cette EDA lorsque le fournisseur choisit de faire télérelever le site.

Pour lever l'incertitude concernant les possibilités d'agrégation pour ces sites, RTE propose que les EDA soutirage profilées puissent être composées d'au moins un site de soutirage profilé et d'un ou plusieurs site(s) de soutirage télérelevé(s) dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW. Exceptionnellement, la répartition des volumes certifiés pour ces sites de soutirage télérelevés se fera selon le même principe (détaillé au §2.3.2) que celui appliqué aux sites de soutirage profilés.

2.1.6 Structure des entités d'ajustement : synthèse

En synthèse, RTE propose de structurer les entités d'ajustement selon deux catégories (injection et soutirage) composées chacune de deux sous-catégories. Le tableau ci-dessous présente les possibilités d'agrégation.

Catégorie d'EDA	Sous-catégorie	Nature des sites composant l'EDA	Contraintes et exceptions d'agrégation
Soutirage	Profilée	Site de soutirage profilé	- Intégration possible de sites de soutirage télérelevés pour lesquels $P_S \leq 250$ kW.
	Télérelevée	Site de soutirage télérelevé	
Injection	RPD	Groupe de production raccordé au RPD	- Les sites appartiennent tous au même RE.
	RPT	Groupe de production raccordé au RPT	- Les sites appartiennent tous au même RE ; - Les groupes de productions sont tous localisés sur le même site, sauf exceptions prévues par les règles.

Lors de la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, ENERGY POOL, NOVAWATT, ACTILITY et l'UNIDEN ont salué l'introduction de souplesses dans la constitution des EDA qui permettent de faciliter l'accès au mécanisme d'ajustement.

Pour autant, les structures d'EDA proposées par RTE n'ont pas fait l'unanimité auprès des parties prenantes lors de la concertation.

Les GRD proposent une segmentation différente pour les EDA soutirage : plutôt que de différencier en fonction du caractère profilé ou télérelevé des sites rattachés à l'EDA, ils proposent de distinguer les sites télérelevables des sites non télérelevables.

VOLTALIS souhaiterait rattacher l'ensemble des sites de soutirage télérelevés raccordés au RPD à une EDA soutirage profilée alors qu'EDF et EON estiment que l'agrégation de sites profilés et télérelevés au sein d'une même EDA doit être écartée.

Quoi qu'il en soit, les segmentations proposées par les GRD et VOLTALIS nécessitent un pré-requis. En effet, elles impliquent de définir, en concertation avec les acteurs de marché, une méthode permettant de séparer, dans le processus de reconstitution des flux et pour une même EDA, les volumes issus des sites de soutirage profilés des volumes issus des sites de soutirage télérelevés. Dans l'attente d'une concertation future sur cette méthode, RTE maintient sa proposition initiale dans le projet de règles MA-RE soumis à la CRE.

2.2 Gestion des périmètres d'ajustement

La gestion des périmètres d'ajustement consiste, pour les organismes qui en sont chargés, à :

- recevoir, contrôler et traiter les demandes d'évolution des périmètres d'ajustement formulées par les acteurs ;
- collecter les données contractuelles relatives aux sites constitutifs de ces périmètres et nécessaires à la comptabilisation et à l'affectation des flux d'énergie associés à l'ajustement ;
- contrôler la cohérence de la constitution des périmètres d'ajustement avec les dispositions des règles MA-RE.

S'agissant des sites raccordés aux réseaux de distribution, le partage des tâches entre le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires de réseau public de distribution a fait l'objet de débats au cours des années 2013 et 2014. Ce débat a principalement porté sur les avantages et inconvénients des deux scénarios de gestion : centralisé (par RTE) ou décentralisé (impliquant les GRD).

Lors de la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, VOLTALIS a rappelé son opposition à une gestion décentralisée. L'UNIDEN a, pour sa part, indiqué qu'une « gestion centralisée ne peut qu'apporter lisibilité et transparence ».

Postérieurement à la consultation publique, la Ministre en charge de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie a demandé que « la gestion des périmètres d'effacement [*soit confiée*] à RTE ». RTE, tout en réaffirmant sa préférence pour une solution décentralisée, a annoncé être prêt à mettre en œuvre un modèle centralisé. Néanmoins, la CRE a arbitré en faveur du modèle décentralisé dans sa délibération du 17 décembre 2014, maintenant ainsi la position adoptée dans sa délibération du 28 novembre 2013.

A périmètre législatif et/ou réglementaire inchangé, RTE considère en conséquence la question tranchée : les règles proposées déclinent la gestion décentralisée des périmètres d'ajustement, en application de l'option de délégation prévue à l'article 3 du décret effacements.

2.3 Répartition des volumes certifiés pour les processus avals

L'article 5 du décret du 3 juillet 2014 confie à RTE la certification des effacements de consommation d'électricité. Les volumes effacés sont évalués et certifiés à la maille de l'EDA dans le cadre du contrôle de réalisé du mécanisme d'ajustement. Or, du fait de l'agrégation de sites dont les caractéristiques sont désormais hétérogènes, le contrôle du réalisé doit permettre l'établissement de volumes d'énergie à la maille de l'EDA ainsi qu'à des mailles inférieures à l'EDA correspondant à des sous-ensembles homogènes. L'établissement de ces divers volumes est nécessaire pour (i) la prise en compte des ajustements dans le calcul des écarts des responsables d'équilibre, (ii) le calcul du versement dû par l'opérateur d'effacement au fournisseur d'électricité des sites de consommation effacés et (iii) le calcul des volumes réalisés par catégorie d'effacement en vue du calcul du montant de la prime prévue par le décret effacements.

Les paragraphes ci-après détaillent les propositions de RTE pour la répartition des volumes certifiés pour les EDA soutirage lors du processus de contrôle de réalisé. Ces modalités dépendent de la sous-catégorie de l'EDA soutirage : télérelevée ou profilée.

2.3.1 EDA soutirage télérelevée : le principe de répartition repose sur le comportement réel des sites lors de l'ajustement

2.3.1.1 Principe

Les sites de soutirage télérelevés peuvent réaliser unitairement des volumes d'effacement conséquents. Les méthodes de répartition du volume réalisé à la maille de l'EDA pour les sous-ensembles pertinents dans le cadre des processus avals doivent donc tenir compte du comportement effectif des sites lors de la réalisation des ajustements.

Ainsi, RTE propose de répartir les volumes d'effacement certifiés au périmètre de l'EDA :

(i) en tenant compte de l'évaluation du volume réalisé à la maille du sous-ensemble en utilisant la méthode de contrôle de réalisé ;

(ii) en réconciliant, par une règle de trois, les volumes évalués pour chaque sous-ensemble avec le volume déterminé au périmètre de l'EDA ; opération rendue nécessaire du fait de la non additivité des méthodes de contrôle de réalisé, conséquence de la neutralisation des comportements opposés au comportement attendu (surconsommation).

Pour répartir un volume réalisé sur un ensemble E de sites en volumes pertinents pour un processus aval, l'ensemble E est réparti en une partition dont chaque sous-ensemble E_i est constitué de tous les sites dont les caractéristiques pertinentes pour le déroulement du processus aval sont identiques. Par exemple, tous les sites en modèle régulé pour le versement et rattachés au RE[A] constituent un sous ensemble pour déterminer le volume à ajouter au soutirage du périmètre du RE[A].

$$V_{processus\ aval}(E_i) = CR(E_i) \times \frac{CR(E)}{\sum_j CR(E_j)}$$

Avec la notation CR() pour la méthode de certification appliquée à l'EDA sur le mécanisme d'ajustement.

Ce principe peut être appliqué à toutes les mailles pertinentes pour le déroulement des différents processus qui découlent de l'activation d'un effacement. Il permet de réconcilier les volumes attribués pour les processus avals et le volume certifié à la maille de l'EDA en corrigeant les potentiels effets de bord liés à la non linéarité des méthodes de contrôle de réalisé.

2.3.1.2 Application

2.3.1.2.1 Correction des périmètres d'équilibre et versement fournisseur

RTE propose le traitement séquentiel suivant pour la répartition des volumes dans le cadre du calcul des écarts et dans le cadre du calcul du montant dû par l'opérateur d'effacement aux fournisseurs d'électricité :

1. prise en compte des volumes effacés dans le calcul des écarts, selon les modalités précisées au §3.3.1, par répartition des volumes effacés entre chacun des sites au modèle « courbe de charge corrigé » et chaque sous-ensemble de sites au modèle régulé ou contractuel et tous rattachés au même responsable d'équilibre ;
2. calcul du versement pour un fournisseur F, sur la base du volume réalisé au périmètre des sites au modèle régulé ou contractuel.

Ce séquencement (i) garantit que le volume déterminé à la maille d'un responsable d'équilibre donné correspond au volume sur lequel a été calculé le montant du versement dû par l'opérateur d'effacement aux fournisseurs des sites rattachés à ce RE et (ii) limite les effets non linéaires (écrêtement) de l'utilisation des méthodes de contrôle de réalisé pour la répartition du volume certifié à la maille de l'EDA.

2.3.1.2.2 Calcul des volumes par catégorie d'effacement

L'article 10 du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité prévoit que le montant d'une prime pour les effacements réalisés sur le mécanisme d'ajustement puisse *« varier en fonction de catégories d'effacements fondées sur les caractéristiques techniques des effacements concernés ».*

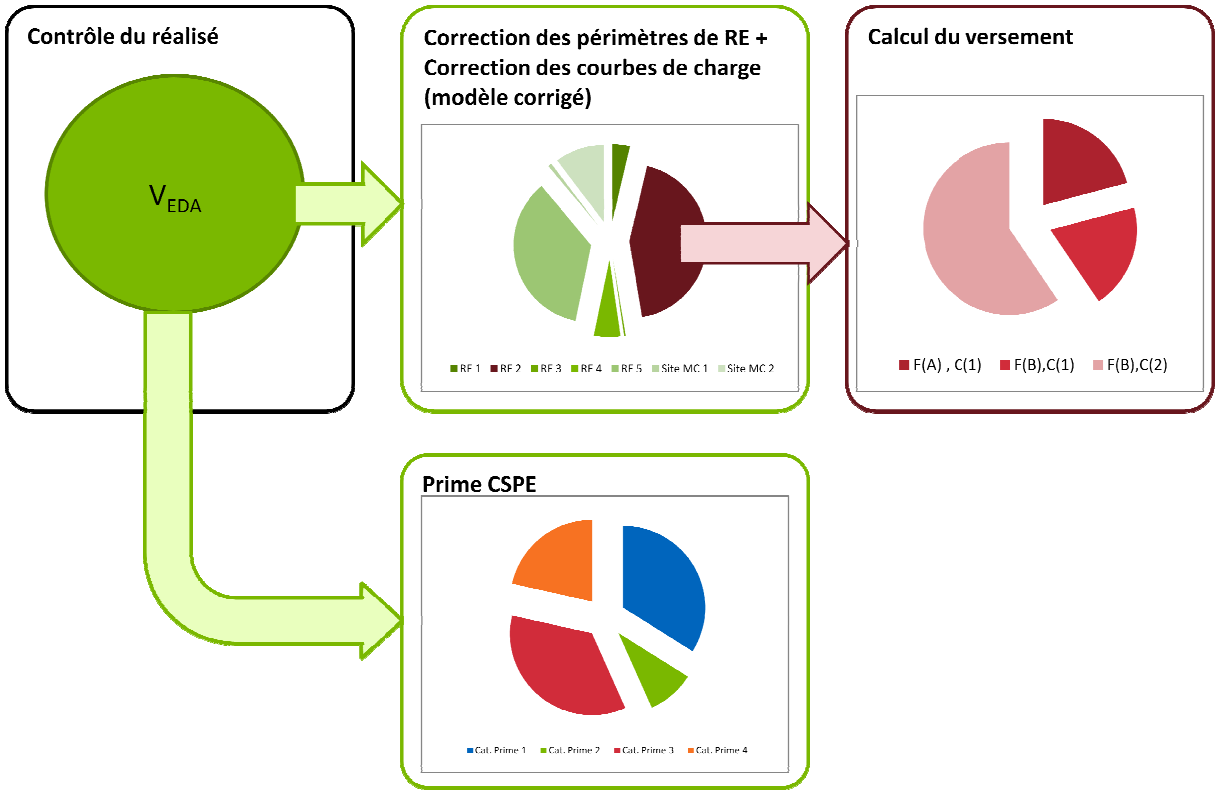
L'arrêté du 11 janvier 2015 prévoit deux catégories d'effacement, fonction de la puissance souscrite du site de consommation concerné (inférieure ou strictement supérieure à 36 kilovoltampères), pour fixer le montant de la prime versée aux opérateurs d'effacement.

RTE ne prévoit pas d'intégrer au sein des règles MA-RE la description du processus relatif au versement de la prime dont doivent bénéficier les opérateurs d'effacement.

RTE prévoit néanmoins que les modalités de répartition des volumes effacés par catégorie d'effacement suivent le même principe que les principes appliqués sur les autres processus aval. La détermination des volumes par catégorie d'effacement ne dépendant pas d'autres répartitions effectuées, RTE propose d'appliquer la répartition directement depuis le volume certifié lors du contrôle de réalisé. L'intérêt d'une telle solution est de rendre le processus de détermination de la prime indépendant des autres processus.

2.3.1.2.3 Représentation schématique de la répartition des volumes certifiés proposée par RTE

La schématisation du processus proposé par RTE est présentée ci-dessous.



2.3.2 EDA soutirage profilée : le principe de répartition repose sur une clé définie ex ante

Les EDA soutirage profilées sont constituées de nombreux sites dont la puissance effaçable est faible relativement au seuil de puissance des EDA. Le travail effectué lors de la concertation pour la mise en œuvre du dispositif NEBEF a permis d'élaborer une méthode pour la répartition des volumes pour les processus avals.

Cette méthode, que RTE propose de reprendre pour le projet de règles MA-RE soumis à l'approbation de la CRE, repose sur l'application de clés de répartition au volume certifié.

Les clés de répartition sont définies en amont de la réalisation des ajustements en fonction de caractéristiques des sites de soutirage composant l'EDA.

Elles sont réalisées à partir des puissances souscrites des sites de consommation rattachés à l'EDA et sont calculées en M-1 pour le mois M par RTE. Trois clés de répartition sont nécessaires :

- une pour la prise en compte des volumes d'énergie imputés aux RE effacés,
- une pour la détermination des versements correspondants aux barèmes forfaitaires,
- une pour la détermination des volumes d'énergie réalisés par catégorie d'effacement.

Pour répartir un volume réalisé sur un ensemble E de sites en volumes pertinents pour un processus aval, l'ensemble E est réparti en une partition dont chaque sous-ensemble E_i est constitué de tous les sites dont les caractéristiques pertinentes pour le déroulement du processus aval sont identiques.

$$V_{processus\ aval}(E_i) = CR(EDA) \times \frac{\sum_{sites \in E_i} Ps}{\sum_{sites \in EDA} Ps}$$

Un volume est attribué spécifiquement pour le sous-ensemble constitué des sites pour lesquels les GRD appliquent les dispositions simplifiées prévues par l'annexe D.3 de la section 2 des règles MA-RE, et des sites télérelevés rattachés à une EDA soutirage profilée (cf. §2.1.5.1). Ces sites font l'objet d'une correction du périmètre d'équilibre selon des modalités précisées au §3.3.1.3.

La méthode proposée ne tient pas compte du comportement réel de chaque sous-ensemble lors des ajustements. Elle reste cependant acceptable compte tenu de la nature et du nombre de sites composant les EDA soutirage profilées. Le retour d'expérience sur les conséquences de l'utilisation de cette méthode permettra de discuter de la nécessité de calculer les volumes d'énergie effectivement réalisés sur des sous-ensembles de l'EDA.

Lors de la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, la majorité des acteurs ne s'est pas opposée à l'utilisation d'une clé de répartition définie ex ante pour les sites de soutirage profilés. EDF et EON ont émis des réserves sur l'utilisation de ces clés de répartition et, en particulier sur la possibilité de traiter de manière identique les sites de soutirage télérelevés rattachés à une EDA soutirage profilée. Ces acteurs souhaiteraient que le comportement réel des sites de soutirage télérelevés susmentionnés soit pris en compte. Cette cible, partagée par RTE, nécessite un pré-requis : la concertation d'une méthode permettant de séparer, dans le processus de reconstitution des flux et pour une même EDA, les volumes issus des sites de soutirage profilés des volumes issus des sites de soutirage télérelevés.

Dans l'attente d'une concertation future sur cette méthode et l'instruction des différentes segmentations proposées par les acteurs, RTE considère :

- (i) que la possibilité de rattacher un site de soutirage télérelevé à une EDA soutirage profilée répond aux attentes des acteurs d'ajustement en décorrélant les possibilités d'agrégation des sites qu'ils souhaitent valoriser de la méthode de traitement choisie par le fournisseur desdits sites pour la reconstitution des flux ; et
- (ii) que le principe de répartition des volumes certifiés qui en découle pour un site de soutirage télérelevé qui se trouve au sein d'une EDA soutirage profilée est acceptable dans la mesure où ce principe est celui appliqué à ce même site lorsque le fournisseur choisit la méthode de profilage.

RTE propose ainsi de maintenir cette disposition et de publier annuellement la somme des puissances souscrites des sites pour lesquels ces dispositions ont été appliquées.

2.4 Adaptation des règles du mécanisme d'ajustement au nouveau cadre législatif et règlementaire

2.4.1 Reconnaissance des opérateurs d'effacement

Le décret effacements prévoit que les règles MA-RE définissent des dispositions permettant de reconnaître les capacités techniques des acteurs d'ajustement, opérant sur des sites de soutirage, à réaliser des effacements.

Le mécanisme d'ajustement est un dispositif particulier : les ajustements sont activés sur demande de RTE en fonction des besoins d'ajustement qui apparaissent en temps réel ou proche du temps réel. L'effacement sur le mécanisme d'ajustement est donc :

- déclenché par un signal extérieur, par construction, à l'acteur d'ajustement ; et

- sur une plage temporelle dépendant uniquement des besoins du système.

Dès lors, il semble difficile que puissent être valorisées sur le MA des effacements qui résulteraient du comportement naturel du site, qui ne seraient pas liés à une sollicitation de l'opérateur d'effacement suite à la demande d'activation formulée par RTE. La seule application des méthodes de certification devrait permettre d'attester de la bonne réalisation des effacements de consommation, sans nécessité de mettre en place des modalités spécifiques de reconnaissance préalable par RTE.

RTE propose donc que les modalités de reconnaissance pour les opérateurs d'effacement souhaitant participer au mécanisme d'ajustement soient identiques à celles applicables à tout acteur d'ajustement, la différence avec les règles NEBEF s'expliquant par la différence de nature des deux dispositifs. Les opérateurs d'effacement devront ainsi valider leur capacité à communiquer avec RTE au travers du système d'information mis en place pour le mécanisme d'ajustement. La réalisation de tests informatiques constitue un préalable à la signature de l'accord de participation à la section 1 des règles MA-RE en tant qu'acteur d'ajustement.

Pour autant, dans le cadre de retours d'expérience, RTE s'assurera que le changement de comportement des sites est bien lié à des ordres d'ajustement envoyés par RTE et non à des décisions propres des sites. Dans le cas contraire et sur la base des éléments qui émergeraient, RTE pourrait être amené à proposer la mise en place de dispositions spécifiques et/ou modifier les méthodes de certification applicables.

2.4.2 Versement dû par l'opérateur d'effacement

L'article 8 du décret effacements prévoit trois modèles pour le versement du montant dû par l'opérateur d'effacement au fournisseur d'électricité :

1. le premier modèle consiste à calculer un montant du versement selon un barème forfaitaire dépendant des caractéristiques des sites et, conformément aux dispositions prévues par l'article 9 du décret effacements, que RTE centralise les flux financiers entre les acteurs d'ajustement et les fournisseurs d'électricité des sites effacés (modèle de versement dénommé dans la suite du document « modèle régulé ») ;
2. le second modèle prévoit que le montant dû aux fournisseurs des sites dont la consommation est effacée soit versé directement par le consommateur final, selon les modalités contractuelles en vigueur entre le consommateur et son fournisseur (dénommé ci-après « modèle corrigé ») ;
3. le troisième et dernier modèle prévoit la possibilité pour l'acteur d'ajustement, de signer un contrat avec le fournisseur d'électricité des sites sur lesquels il réalise des effacements de consommation dans le cadre du mécanisme d'ajustement, cet accord bilatéral définissant les modalités de versement lié à l'effacement (dénommé ci-après « modèle contractuel »).

L'éligibilité des sites aux différents modèles, ainsi que les modalités applicables à chaque modèle sont précisées ci-dessous.

2.4.2.1 Modèle corrigé

L'article 8 du décret effacement prévoit que *« pour les sites dont elles précisent les caractéristiques, les règles [MA-RE] … peuvent prévoir, en lieu et place de l'application de barèmes forfaitaires, que le versement est assuré, pour le compte de l'opérateur d'effacement, par le consommateur final. Le fournisseur de ce dernier lui facture, selon les modalités contractuelles en vigueur entre eux et sur la base de la part énergie du prix de fourniture, l'énergie qu'il aurait consommée en l'absence d'effacement, telle qu'elle est déterminée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité […] »*.

Pour l'application de dispositions prévues par ce régime, RTE propose de corriger la courbe de consommation des sites du volume d'énergie effacée : le fournisseur pourra ainsi facturer l'énergie que le client aurait consommée en l'absence d'effacement. Le volume utilisé pour la correction de la courbe de charge correspond au volume déterminé selon les principes décrits au §2.6.

L'article 8 du décret effacement prévoit que les caractéristiques des sites pour lesquels ce modèle est applicable soient précisées par les règles MA-RE.

Lors de la concertation concernant le mécanisme NEBEF, certains fournisseurs ont souhaité que ce modèle s'applique de manière exclusive à tous les sites raccordés au réseau public de transport. Ils estiment notamment que, pour ces sites dont les contrats de fourniture sont établis de manière spécifique, la part énergie des tarifs de fourniture ne pouvait pas être modélisée de manière satisfaisante par des barèmes forfaitaires. Les fournisseurs ont donc proposé que concernant le versement, seul le modèle corrigé s'applique aux sites raccordés au RPT.

Par ailleurs, les possibilités d'agrégation de sites au sein d'une EDA proposées pour les nouvelles règles MA-RE (cf. §2.1.5) ne tiennent pas compte du modèle de versement applicable aux sites. L'application systématique du modèle corrigé aux sites raccordés au RPT ne restreignant pas les possibilités de valorisation des sites au sein du portefeuille d'un acteur d'ajustement, RTE propose donc, compte tenu des remarques formulées par les fournisseurs sur le haut de portefeuille, que le modèle corrigé soit applicable de manière exclusive à l'ensemble des sites raccordés au RPT.

L'extension du modèle corrigé aux sites de soutirage télérelevés raccordés au RPD fait débat. Alors que l'UNIDEN estime qu'une telle modalité devrait être accessible aux sites qui le souhaitent, GDF SUEZ considère que cette modalité n'est pas applicable en pratique. RTE propose de prolonger la discussion sur ce point lors de la prochaine concertation relative aux règles MA-RE.

2.4.2.2 Modèle contractuel

Le décret effacement prévoit également que le fournisseur et l'opérateur d'effacement puissent définir contractuellement les modalités de versement applicables. Dans ce cas, l'opérateur d'effacement et le fournisseur doivent fournir à RTE une attestation d'un accord passé entre eux pour les sites concernés.

Pour les sites pour lesquels ce modèle s'applique, RTE calcule un volume effacé pour l'ensemble de ces sites, mais ne définit pas de montant financier associé à ces volumes.

2.4.2.3 Modèle régulé

Le modèle régulé pour le versement est applicable pour l'ensemble des sites de consommation participant au mécanisme d'ajustement et pour lesquels le modèle corrigé et le modèle contractuel ne s'appliquent pas. Dans ce cas, RTE prévoit de centraliser les flux liés au montant dû par l'opérateur d'effacement au fournisseur, conformément aux dispositions prévues par l'article 9 du décret effacement.

2.4.2.3.1 Définition des barèmes forfaitaires

RTE propose que les barèmes forfaitaires utilisés pour les effacements réalisés dans le cadre du mécanisme d'ajustement soient les mêmes que ceux utilisés pour les effacements réalisés dans le cadre du mécanisme NEBEF. Les règles du mécanisme d'ajustement renverront aux règles NEBEF en vigueur pour la définition des barèmes forfaitaires.

Ainsi, les évolutions des barèmes seront applicables simultanément sur le mécanisme d'ajustement et sur le mécanisme de valorisation des effacements au service du marché.

2.4.2.3.2 Modalités applicables

2.4.2.3.2.1 Centralisation des flux par RTE

Conformément aux dispositions prévues par l'article 9 du décret effacement, les dispositions proposées par RTE permettent la *« centralis[ation] des flux financiers entre opérateurs d'effacement et les fournisseurs d'électricité »*.

La proposition de RTE concernant le mécanisme d'ajustement reprend les dispositions du décret effacement mises en œuvre dans le cadre du dispositif NEBEF.

2.4.2.3.2.2 Sécurisation financière

A l'instar des dispositions de sécurisation financière prévues par les règles NEBEF, RTE propose que le dispositif de sécurisation financière s'appuie sur la réduction des montants à percevoir et la maîtrise des délais de facturation et de paiement du versement par les opérateurs d'effacement.

2.4.2.3.2.2.1 Réduction des montants à percevoir

Le dispositif de réduction des montants à percevoir proposé par RTE s'appuie la maitrise de l'encours des opérateurs d'effacement.

La maitrise de l'encours des acteurs d'ajustement tient compte des éléments suivants :

- la garantie bancaire (GB) déposée par l'acteur d'ajustement dans le cadre de la garantie des versements,
- les factures émises et non réglées dans le cadre du processus de versement,
- une estimation du montant des versements dus pour les effacements réalisés sur le MA et qui n'ont pas encore fait l'objet d'une facturation,
- les paiements anticipés éventuellement effectués par l'acteur d'ajustement.

Chaque jour, les encours des acteurs d'ajustement doivent être couverts afin de limiter les risques portés par le compte spécifique lié au versement, ce qui impose que la relation suivante soit respectée :

$$Factures_{non\ réglées} + Estimation_{versement} \leq GB + Paiements\ anticipés$$

La valeur proposée pour l'estimation du versement repose sur :

- le volume demandé ($V_{demandé}$) et tracé par RTE lors de l'ordre d'ajustement (et donc éventuellement corrigé des défaillances déclarées en amont du temps réel),
- les capacités maximales d'ajustement des sites (C), déclarées mensuellement par l'acteur d'ajustement,
- les barèmes forfaitaires applicables pour le versement.

Sur un pas demi-horaire, le montant du versement est estimé par la formule suivante en prenant en compte la capacité d'ajustement de chaque site faisant partie de l'entité d'ajustement (EDA) :

$$Montant\ estimé = V_{demandé} \sum_i Barème_i \times \frac{\sum_{site\ j\ au\ barème\ i} C_{site\ j}}{\sum_{\{sites\ \in EDA\}} C_{site\ k}}$$

RTE propose que l'estimation des versements dus par l'opérateur d'effacement soit intégrée dans le calcul des encours des opérateurs d'effacement trois jours après la réalisation des effacements.

D'une part, ce délai de trois jours permet aux opérateurs d'effacement d'opérer sur le mécanisme d'ajustement sans qu'il soit nécessaire de mettre en œuvre une garantie bancaire via le paiement anticipé du versement selon les principes proposés par RTE.

D'autre part, les volumes d'énergie activés sur le mécanisme d'ajustement sont plus faibles que ceux susceptibles d'être valorisés sur les marchés puisque le mécanisme d'ajustement ne vise qu'à compenser les écarts résiduels entre l'offre et la demande globale et à une échéance proche du temps réel.

Pour encadrer le risque résiduel, RTE propose d'appliquer les dispositions prévues par l'article 9 du décret effacement, avec les éléments suivants :

1. une procédure de recouvrement pouvant aller jusqu'à la mise en œuvre de la garantie bancaire,
2. des dispositions permettant d'informer les fournisseurs concernés par un défaut de paiement et la communication, sur demande des fournisseurs concernés, de l'identité des acteurs redevables d'un versement.

RTE propose qu'en cas de défaut de paiement d'un opérateur d'effacement concernant un mois donné, le versement soit effectué aux fournisseurs concernés par l'activité de l'opérateur d'effacement au cours du mois considéré au prorata des sommes versées sur le compte dédié.

Lors de la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, ACTILITY et ENERGY POOL ont exprimé le souhait de voir le montant de leur encours estimé diminué des sommes dues par RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement. Autrement dit, ils souhaitent que RTE fasse le solde des estimations des montants dus au titre du versement fournisseur et des estimations des montants dus par RTE aux acteurs d'ajustement pour la rémunération des offres d'ajustement.

Sur le plan juridique, RTE n'est pas en mesure d'établir le solde de ces sommes, car elles correspondent à des flux financiers de nature et finalité différentes. En effet, tandis que la rémunération d'une offre d'ajustement est effectivement due par RTE au titre d'un service rendu au réseau (flux RTE-AA), le versement fournisseur est dû au fournisseur des sites effacés, pour le volume ajusté, en application du décret effacements (flux AA-Fournisseur). Par conséquent, RTE maintient les modalités initiales de calcul de l'encours.

2.4.2.3.2.3 Modalités de facturation et délais de paiement

La proposition de RTE consiste à ce que les montants liés au versement soient facturés par RTE aux opérateurs d'effacement, aux mêmes échéances que la finalisation du processus de contrôle de réalisé le vendredi précédent le 20^{e} jour du mois M+1.

Pour ce processus, les délais de paiement prévus sont réduits afin de :

- contribuer à la minimisation des montants à percevoir ;
- permettre de procéder au recouvrement des sommes non réglées à échéance de la facturation avant le versement effectif aux fournisseurs à la fin du mois M+2.

Afin de rendre le processus le plus rapide, RTE propose que la facturation à RTE des versements soit réalisée par RTE pour le compte des fournisseurs via un mandat d'auto-facturation.

2.4.2.3.2.4 Mise à jour des volumes

Les volumes certifiés pour un mois M peuvent faire l'objet d'une mise à jour suite :

- à l'envoi de nouvelles courbes de charge réalisées pour les sites constitutifs des EDA,
- à la contestation par l'acteur d'ajustement du volume certifié par RTE.

Ces mises à jour des volumes sont exceptionnelles. Pour des besoins opérationnels, RTE prévoit que la mise à jour des montants pour un mois donné soit réalisée :

- sur les factures des mois M+3, M+6 et M+12 concernant les factures de l'opérateur d'effacement ;
- sur les factures des mois M+4, M+5 et M+13 concernant les auto-factures réalisées pour le compte du fournisseur.

2.4.3 Information et transparence

2.4.3.1 Information des responsables d'équilibre

Conformément à la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 et au décret effacements, RTE prévoit que les sites de soutirages puissent participer au mécanisme d'ajustement sans l'accord des responsables d'équilibre auxquels sont rattachés les sites.

Lors des différentes concertations menées par RTE et ayant trait au mécanisme NEBEF ou au mécanisme d'ajustement, les responsables d'équilibre ont indiqué qu'il leur était nécessaire, pour prévoir et résorber les déséquilibres sur leur périmètre, de disposer d'informations concernant les volumes effacés sur le périmètre d'équilibre, dans la mesure où ces volumes sont intégrés à leur périmètre pour le calcul des écarts.

Pour équilibrer son périmètre, le responsable d'équilibre doit disposer d'informations agrégées concernant le volume effacé sur les sites rattachés à son périmètre. RTE propose donc de publier aux RE certaines informations selon les modalités décrites ci-dessous.

Ainsi, RTE propose de publier une première information en J+3 sur la base des volumes ajustés demandés par RTE et selon une répartition entre les responsables d'équilibre basée sur les capacités d'ajustement déclarées par les acteurs d'ajustement (ou les puissances souscrites pour les EDA Soutirage Profilées). Une seconde publication sera émise en M+1 après le contrôle de réalisé. Le volume publié aux responsables d'équilibre correspondra alors au volume faisant l'objet d'une prise en compte dans le calcul des écarts du responsable d'équilibre.

En termes de périmètre de publication, RTE prévoit de publier les volumes ajustés par pas demi-horaire sur les sites rattachés au périmètre du responsable d'équilibre, en agrégeant les volumes selon les deux catégories suivantes :

- les volumes relatifs aux ajustements réalisés à partir des sites de soutirages télérelevés, à l'exclusion des sites faisant l'objet d'une correction de leur courbe de charge ;
- les volumes relatifs aux ajustements réalisés à partir de sites de soutirage profilés.

En outre, RTE continue de mettre à disposition les courbes de charge ajustées des sites de soutirage RPT.

2.4.3.2 Information des fournisseurs d'électricité des sites ajustés

Les fournisseurs d'électricité sont directement concernés par la réalisation d'effacements sur des sites de soutirage qu'ils fournissent. Ils doivent en effet percevoir un versement de la part de l'opérateur d'effacement agissant sur le site. Dès lors, il est nécessaire qu'ils disposent d'informations agrégés concernant les volumes effacés sur les sites qu'ils approvisionnent, en fonction du barème applicables à ces sites.

Pour chaque pas demi-horaire, RTE propose donc de publier les informations suivantes aux fournisseurs d'électricité des sites participant au mécanisme d'ajustement :

- les volumes réalisés par barème forfaitaire pour les sites au modèle régulé ;
- les volumes réalisés par barème forfaitaire et par acteur d'ajustement pour les sites ayant fait l'objet d'un accord entre le fournisseur et l'acteur d'ajustement.

Cette information permet également au fournisseur de comparer les volumes effacés et les volumes mentionnés dans les auto-factures relatives au versement. En cas de défaut de paiement d'un acteur d'ajustement concernant les sommes dues au titre du versement vers le fournisseur d'électricité, la comparaison des volumes permettra à ces derniers d'engager auprès de RTE, les démarches visant la levée de l'anonymat des opérateurs d'effacement en défaut de paiement.

2.5 Informatisation des ordres d'ajustement

RTE considère que les modalités de transmission des ordres d'ajustements doivent évoluer vers une informatisation. Cette informatisation de la transmission des ordres d'ajustement doit notamment permettre :

- de diminuer les contraintes relatives au nombre d'appels pouvant être émis simultanément, ce qui aura une conséquence directe sur le nombre limite de receveurs d'ordre pouvant proposer simultanément des capacités de réserves rapide et complémentaire ;
- d'engager une ouverture du mécanisme d'ajustement aux capacités de puissance supérieure ou égale à 1 MW et inférieure à 10 MW (détaillée au § 2.1.2) ;
- de disposer d'une traçabilité partagée des échanges réalisés en temps réel entre RTE et les acteurs d'ajustement.

Le 28 mars 2014, RTE a lancé une concertation avec les acteurs d'ajustement concernant l'informatisation des ordres d'ajustement. L'objectif de cette concertation a consisté en l'élaboration d'un dispositif technique (le dispositif TAO) permettant la transmission informatique des ordres d'ajustement. Lors d'un appel à contributions au mois de juin 2014 et sur la base d'une proposition initiale de RTE, les acteurs ont pu se prononcer sur les modifications qu'ils souhaitaient voir intégrées au dispositif pour sa mise en œuvre. RTE a pris en compte les réponses des acteurs à cet appel à contributions et a fait évoluer certaines dispositions. Les évolutions apportées permettent une mise en œuvre compatible avec les processus opérationnels des acteurs.

Suite aux réponses des acteurs de marché à l'appel à contributions, le calendrier de mise en œuvre a été revu de manière à être compatible avec les contraintes de déploiement des dispositifs chez les acteurs d'ajustement. Ce calendrier est le suivant :

1. début janvier 2014, une plateforme de test sera ouverte afin de permettre aux acteurs de mener des tests d'interface avec RTE (il n'est pas prévu de fermer cette plateforme de test lors des étapes suivantes) ;
2. au 1er avril 2015, RTE prévoit une mise en œuvre opérationnelle du dispositif TAO, parallèlement au fonctionnement actuel du dispositif : cette phase permettra aux acteurs de tester le dispositif de façon opérationnelle, tout en recevant les appels téléphoniques de RTE ;
3. fin 2015, RTE prévoit un basculement généralisé de la transmission des ordres d'ajustement par le dispositif TAO.

La mise en œuvre effective du dispositif TAO sera concomitante à celle du projet de règles MA-RE soumis à la présente approbation. Quelques évolutions mineures des règles MA-RE ont donc été nécessaires pour intégrer ces futures modalités techniques.

2.6 Contrôle du réalisé des EDA soutirage

2.6.1 Données utilisées pour le contrôle de réalisé

A date, les sites de consommation rattachés à des EDA soutirage profilés ne possèdent pas systématiquement de courbes de charge télérelevés par les GRD au pas de temps nécessaire pour le contrôle du réalisé (10 minutes). Par conséquent, il est proposé dans les règles MA-RE que les acteurs d'ajustement transmettent à RTE les courbes de charge desdits sites établies par leurs propres installations de mesure.

RTE propose donc de maintenir, de manière transitoire, les dispositions actuellement en vigueur sur le mécanisme d'ajustement :

- pour les sites télérelevés, les données proviennent des gestionnaires de réseau auxquels sont raccordés ces sites ;
- pour les sites profilés, les données proviennent des dispositifs de mesure installés par l'acteur d'ajustement, lorsque ces dispositifs ont fait l'objet d'une qualification.

A la cible et conformément au décret effacements, les données des gestionnaires de réseau seront utilisées dès lors qu'elles disposent des caractéristiques nécessaires au contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement et qu'elles sont mises à la disposition de RTE. Les règles prévoient ainsi un basculement sur le nouveau régime issu de la concertation sur les effacements de consommation.

2.6.2 Transmission des courbes charge des sites appartenant à une EDA soutirage télérelevée par le GRD

Les modalités de transmission des courbes de charge des sites appartenant à une EDA soutirage télérelevée par le GRD sont analogues à celles proposées dans les règles NEBEF 2.0. Le GRD envoie les courbes de charges à RTE et à l'acteur d'ajustement afin que ce dernier puisse les vérifier et éventuellement les contester auprès du GRD.

La date limite d'envoi des courbes de charge à RTE proposée dans les règles résulte des échanges avec les GRD et tient compte de leurs contraintes opérationnelles. Il en résulte que le délai accordé à RTE pour le contrôle du réalisé est très réduit. RTE fera ses meilleurs efforts pour mettre à disposition des acteurs d'ajustement les données de facturation tenant compte des volumes réalisés à la date prévue dans les règles. Le retour d'expérience sur ces modalités permettra d'évaluer la capacité de RTE à mettre à disposition les données de facturation définitives aux acteurs d'ajustement dans les délais impartis, et ce malgré des contraintes de délais très fortes. En cas de difficulté constatée, il conviendra de réinterroger les modalités de transmission des courbes de charge par les GRD à l'occasion des prochaines révisions des règles MA-RE.

2.6.3 Méthodes de contrôle du réalisé

La proposition de règles comprend deux méthodes de contrôles du réalisé :

- la méthode utilisée pour les offres implicites est inchangée par rapport aux règles en vigueur (comparaison entre le programme de marche et le programme d'appel y compris les éventuelles redéclarations) ;
- la méthode du rectangle à simple référence pour les offres explicites formulées à partir d'EDA injection ou soutirage.

Cette extension de la méthode du rectangle à simple référence à l'ensemble des offres explicites formulées à partir d'EDA injection ou soutirage fait suite aux résultats insuffisants de la méthode du trapèze, testée dans le cadre de l'expérimentation ajustements diffus. Les résultats présentés dans le rapport du 18 décembre 2012 montrent que la méthode du trapèze n'est pas adaptée en cas d'ajustements contigus ou lors d'une activation ou désactivation ne correspondant pas à un pas 10' (par exemple pour un ajustement de 16h15 à 15h45).

La méthode du rectangle à simple référence semble adaptée au mécanisme d'ajustement dans la mesure où (i) l'activation est effectuée à l'initiative de RTE, (ii) les ajustements sont majoritairement de courte durée (inférieure à deux heures). La référence étant prise sur une période antérieure à l'appel de l'offre par RTE, il n'y pas d'opportunité pour le consommateur à augmenter sa consommation en dehors de la plage d'effacement pour surévaluer le volume réalisé.

Pourtant, lors de la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, EDF, EON, l'UNIDEN et VOLTALIS ont demandé que des méthodes alternatives à la méthode du rectangle à simple référence soient envisagées sur le mécanisme d'ajustement, notamment les méthodes en vigueur dans le cadre de NEBEF : la méthode par prévision et la méthode du rectangle à double référence corrigée. RTE s'engage à instruire dans la prochaine révision des règles MA-RE, notamment sur la base du retour d'expérience des règles NEBEF 2.0, la pertinence et l'intérêt de mettre en œuvre de nouvelles méthodes de contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement. Néanmoins, les spécificités du mécanisme d'ajustement par rapport à NEBEF conduiront sans doute à des déclinaisons différentes des méthodes qui doivent être étudiées dans le cadre du GT Contrôle du réalisé, conformément à la feuille de route publiée par RTE le 13 décembre 2014 et transmise à la CRE.

EDF et EON regrettent également l'absence de traitement des effets de bord dans le cadre de la présente proposition de règles. En l'état, RTE estime que, si l'existence d'un effet report consécutivement à un effacement est aujourd'hui avérée, il n'existe pas de méthode consensuelle pour quantifier ce report et le moment où il y a lieu. Par conséquent, RTE propose que les effets de bord des effacements qui ont lieu sur le mécanisme d'ajustement ne soient pas, à ce stade, pris en compte dans les règles MA-RE lors des étapes de certification, de correction des périmètres d'équilibre et du calcul du montant du versement. Ce choix ne saurait être considéré comme attestant de l'absence de report : RTE s'est engagé à produire des résultats détaillés sur la quantification de l'effet report d'ici la fin du premier semestre 2015.

2.6.4 Traitement des effacements concomitants MA/NEBEF sur un même site

Les règles NEBEF 2.0 (article 6.3.3.5) et la présente proposition de règles MA-RE soumise à la CRE prévoient qu'un site de soutirage puisse appartenir à une EDA et une EDE à condition que l'opérateur d'effacement et l'acteur d'ajustement soient la même personne morale.

RTE propose que la formulation d'offres d'ajustement sur les pas demi-horaires pour lesquels des NEBEF sont déclarées soit interdite lorsqu'EDA et EDE ont des sites de consommation en commun. Lors de la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, l'UNIDEN et VOLTALIS ont exprimé leur souhait d'alléger voire de lever cette interdiction. Cette possibilité nécessite de déterminer des règles d'attribution des volumes ainsi que la répartition des volumes sous-effacés ou sur-effacés. Des travaux dans le cadre du GT Contrôle du réalisé doivent avoir lieu préalablement à une telle ouverture. Dans l'attente, RTE propose que, lorsque des ajustements sont réalisés sur des EDA ayant en commun des sites avec une EDE et pour laquelle une NEBEF a été déclarée sur le même pas demi-horaire que l'ajustement, le volume considéré comme effacé sur le MA soit nul.

RTE considère cependant, que des effacements peuvent être réalisés sur NEBEF et sur le MA dès que les pas demi-horaires sont différents. Dès lors, les périodes usuellement utilisées pour calculer la courbe de référence peuvent être situées sur une période pour laquelle une NEBEF a été déclarée. Dans ces situations, RTE propose que la prise de référence de l'ajustement soit modifiée et soit prise préalablement à la NEBEF concernée.

2.6.5 Prise en compte des volumes réalisés dans le cadre de la participation aux services système

Conformément aux règles Services Système en vigueur, la participation au réglage de la fréquence est ouverte aux sites de consommation raccordés au réseau public de transport, à titre expérimental, depuis le 1er juillet 2014. RTE propose de tenir compte, pour les sites de consommation, des énergies fournies et absorbées dans le cadre de la participation aux services système, afin de calculer uniquement l'énergie associée à l'ajustement. Les dispositions prévues par RTE consistent à neutraliser la courbe de charge réalisée de l'EDA (et donc la puissance de référence) des énergies fournies et absorbées dans le cadre de la participation aux services système.

La prise en compte des services système dans le contrôle du réalisé des sites d'injection n'est pas modifiée par rapport aux règles MA-RE en vigueur.

2.7 Modalités de rémunération des ajustements

Des travaux du groupe de travail de la CAM « Evolution des règles » ont été menés au cours du second semestre 2013 sur la question des modalités de correction des périmètres d'équilibre des RE auxquels sont rattachés les sites ajustés et la rémunération des ajustements.

Les dispositions actuellement en vigueur prévoient que RTE utilise le volume demandé pour la valorisation des ajustements et la correction des périmètres d'équilibre dès que le volume réalisé est supérieur à 80% du volume demandé. Ces dispositions peuvent générer des transferts entre acteurs d'ajustement et RE. Jusqu'au 1er janvier 2014, ces effets étaient traités contractuellement entre les RE et les acteurs d'ajustement. La suppression de l'accord entre responsable d'équilibre et acteur d'ajustement ainsi que la réintégration de la correction des périmètres d'équilibre des RE concernés ont nécessité de revoir les modalités de rémunération des ajustements. Un questionnaire a été soumis aux acteurs sur ce point, sous forme d'un appel à contributions sur le site www.concerte.fr entre le 13 et le 30 septembre 2013.

Ces travaux ont permis d'identifier un besoin d'évolution des modalités de rémunération des ajustements : à la cible les ajustements réalisés par des EDA injection ou soutirage seront valorisés à partir du volume d'ajustement réalisé et avec deux prix : un premier prix appliqué au volume jusqu'à hauteur de l'ajustement demandé par RTE et un second prix pour les volumes réalisés au-delà de l'ajustement demandé. Les modalités de pénalisation en cas de sur ou sous-ajustement pourraient alors être revues par rapport au projet de règles MA-RE soumis à la présente approbation.

Les modalités de contrôle du réalisé des EDA injection ne permettent actuellement pas à RTE de proposer la correction des périmètres d'équilibre ou la valorisation des ajustements sur la base des volumes réalisés.

Pour le projet de règles MA-RE soumis à la présente approbation, RTE propose que, sur une EDA soutirage, la rémunération des ordres d'ajustement, la correction des périmètres d'équilibre et le calcul du montant du versement dû par l'acteur d'ajustement aux fournisseurs des sites de soutirage effacés, reposent sur les volumes d'énergie réalisés. Conformément au paragraphe 2.6.5, ces volumes d'énergie sont neutralisés des énergies fournies et absorbées dans le cadre de la participation aux services système.

RTE propose de ne pas modifier les conditions de pénalisation en cas d'ajustement défaillant. Cependant, RTE portera une attention particulière aux cas de sur-ajustements réalisés par les EDA soutirage.

2.8 Ajustement à la baisse sur des sites de soutirage

Dans sa délibération de la CRE du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension, la CRE mentionne à deux reprises le sujet des ajustements à la baisse sur les sites de soutirage de consommation :

- (recommandation 35) : *« La CRE est favorable à une évolution législative, comme cela a été fait pour l'effacement, pour définir les modalités économiques permettant de mettre à disposition du système la flexibilité offerte par des modulations temporaires à la hausse de la consommation. Cette modification permettra ainsi de compléter le cadre législatif relatif à la flexibilité de la consommation. »*
- (recommandation 36) : *« La CRE demande au gestionnaire du réseau de transport d'étudier, pour les situations ne nécessitant pas de renforcement du cadre législatif et réglementaire, les éventuelles évolutions nécessaires pour que la flexibilité apportée par les modulations de la consommation puisse être mise à disposition du système électrique à travers les différents mécanismes (par exemple certains sites télérelevés sur le mécanisme d'ajustement). »*

Si le cadre législatif actuel ne permet pas de mettre en place des modalités économiques équitables pour les ajustements à la baisse (hausse de consommation par report ou anticipation), il n'interdit pas la réalisation d'ajustements à la baisse à partir de sites de soutirage. RTE propose que pour le projet de règles MA-RE soumis à l'approbation de la CRE, l'ensemble des EDA de type soutirage puissent proposer des ajustements à la baisse. En termes de traitement, RTE propose que :

- les responsables d'équilibre des sites télérelevés concernés soient corrigés des ajustements réalisés par l'ajout d'un bloc d'énergie au niveau de leur injection ;
- la prise en compte des ajustements à la baisse pour les sites profilés dans la reconstitution des flux soit réalisée de façon symétrique à la méthode de prise en compte des ajustements à la hausse sur les sites de soutirage profilés ;
- les sites pour lesquels la courbe de charge est corrigée des ajustements à la hausse disposent d'une courbe de charge également corrigée pour les ajustements à la baisse.

En attendant une évolution législative, ces modalités de participation permettront une valorisation des ajustements à la baisse par les acteurs d'ajustement.

3. EVOLUTIONS DES MODALITES DU DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE

3.1 Responsabilité des acteurs dans le dispositif de responsable d'équilibre

3.1.1 Contexte

Le dispositif de responsable d'équilibre nécessite la mise en œuvre de traitements opérationnels lourds et complexes, notamment la collecte de nombreuses données selon des processus hétérogènes, pour l'évaluation des flux financiers liés aux écarts des responsables d'équilibre.

Afin de prendre en compte les réalités opérationnelles et d'éviter autant que faire se peut les situations de contentieux, les règles du dispositif de responsable d'équilibre prévoient :

- des dispositions de mise à jour des données,
- des facturations successives associées à ces mises à jour.

Ces dispositions permettent ainsi, dans un mode de fonctionnement nominal, de prendre en compte le temps nécessaire à la constitution de données qui peuvent être « réputées exactes » sans pour autant retarder la première facturation, ce qui aurait des effets importants sur la trésorerie des acteurs de marché (la première facturation des écarts en M+1 doit permettre de générer l'essentiel des flux financiers entre les responsables d'équilibre) et exposerait la collectivité à des risques financiers supplémentaires (par l'augmentation du risque de contrepartie consécutif à une augmentation du délai entre la réalisation des écarts et leur règlement financier).

Néanmoins ces dispositions portent nécessairement un terme au-delà duquel les données de la reconstitution des flux ne sont plus mises à jour et RTE ne réactualise plus le calcul des écarts des responsables d'équilibre. Conformément à la loi du 17 juin 2008 portant réforme de la prescription et sans précision dans les règles, les factures restent contestables pendant 5 ans.

Au-delà des termes prévus par les règles du dispositif de responsable d'équilibre, les erreurs résiduelles ne peuvent être traitées entre les parties que de façon amiable par la mise en œuvre d'une transaction ou par un recours en justice d'une des parties (RE ou gestionnaires de réseau). Celles-ci induisent potentiellement des risques financiers pour les responsables d'équilibre ou pour les gestionnaires de réseau : risque pour les responsables d'équilibre lésés du fait de l'erreur de ne pas parvenir à un règlement financier, risque pour le gestionnaire de réseau à l'origine de l'erreur d'avoir à compenser financièrement la perte subie par un responsable d'équilibre.

En 2010, RTE avait adressé à la CRE une proposition d'évolution des règles comprenant notamment des modalités concernant le traitement des réclamations adressées par les responsables d'équilibre aux gestionnaires de réseau de distribution. Cette évolution n'avait pas été approuvée par la CRE dans sa délibération du 17 juin 2010 portant approbation des règles proposées par RTE relatives au dispositif de responsable d'équilibre et au service d'échange de blocs, les éléments de retour d'expérience ayant été jugés insuffisants.

Cependant, la CRE avait à cette occasion demandé à RTE de mener une concertation sur le traitement des contestations reçues : *« (…) la CRE est consciente des difficultés liées à l'absence de règles encadrant les modalités de traitement des contestations exprimées par les RE sur des éléments ayant servi à leur facturation, lorsqu'elles sont reçues par le GRD au-delà du processus de réconciliation temporelle. En conséquence, la CRE invite les acteurs à poursuivre la concertation sur cette problématique afin d'être en mesure de proposer une solution pour la prochaine version des règles. »*

Suite à la délibération de la CRE du 17 juin 2010, RTE a mené en 2012 une concertation sur la responsabilité des acteurs dans le dispositif de responsable d'équilibre. Le GT constitué pour traiter cette question s'est réuni six fois entre septembre 2012 et avril 2013, avec la participation des GRD (ANROC, Electricité de Strasbourg, ERDF, FNSICAE) et des RE ALPIQ, CNR, EDF et EON. Les résultats de cette concertation sont intégrés dans la proposition d'évolution des règles du dispositif de responsable d'équilibre. Les sujets abordés en concertation ont concerné les éléments suivants :

- le renforcement des contrôles ;
- le traitement des erreurs portant sur les courbes de charge télérelevées entre la fin du processus des écarts et la réconciliation temporelle ;
- le traitement des erreurs après la réconciliation temporelle.

3.1.2 Evolutions proposées

3.1.2.1 Principes généraux de la reconstitution des flux

Le dispositif de responsable d'équilibre est essentiel à l'équilibre offre demande du système électrique. D'une part, il incite les acteurs du système électrique à équilibrer sur leurs périmètres les injections et les soutirages effectués sur le réseau électrique (RPT et RPD) et d'autre part, il assure le financement des coûts d'ajustement mis en œuvre par RTE pour maintenir à tout instant l'équilibre offre demande.

La mise en œuvre de ce dispositif repose sur la responsabilisation de RTE, des GRD et des RE (sur le contrôle) quant à la réalisation des opérations suivantes :

- le comptage des énergies des sites raccordés au réseau public de transport [responsabilité : RTE] ;
- l'agrégation des flux par RE sur le périmètre RPT [responsabilité : RTE] ;
- le comptage des énergies des sites raccordés aux réseaux publics de distribution [responsabilité : chaque GRD concerné] ;
- le profilage (éventuel) des énergies des sites raccordés aux réseaux publics de distribution et disposant de compteurs à index [responsabilité : chaque GRD concerné] ;
- l'estimation des pertes sur les réseaux publics de distribution [responsabilité : chaque GRD concerné] ;
- l'agrégation des flux par RE sur le périmètre RPD [responsabilité : chaque GRD concerné] ;
- le calcul des injections/soutirages par RE sur la base des énergies mesurées sur le RPT et des données envoyées par les GRD [responsabilité : RTE] ;

- le calcul des prix de règlement et la valorisation des écarts [responsabilité : RTE] ;
- la facturation des écarts, du soutirage physique, de la réconciliation temporelle [responsabilité : RTE].

Les règles précisent que chacune des parties est responsable vis-à-vis des autres parties, de l'ensemble des dommages directs et certains à caractère financier ou technique qu'elle cause (cf. section 2, § B.4 des règles MA-RE). En particulier, chaque gestionnaire de réseau est responsable vis-à-vis des responsables d'équilibre des conséquences dommageables issues de ses données sur le calcul des écarts et de réconciliation temporelle, lorsque ses données sont manquantes ou erronées.

Comment indiqué supra, les règles prévoient des dispositions de mise à jour des données et des facturations successives associées à ces mises à jour.

La reconstitution des flux se décline en deux étapes correspondant à des processus distincts :

- le calcul des écarts qui se base sur les énergies télérelevées par les gestionnaires de réseau, sur une estimation des pertes sur les réseaux publics de distribution, et sur une estimation des consommations ou productions non télérelevées (estimation par profilage) ; il donne lieu à des compensations financières reposant sur le prix de règlement des écarts dont les modalités de calcul sont définies dans les règles MA-RE ;
- le processus de réconciliation temporelle (RT) qui a pour but de mettre à jour les périmètres d'équilibre des RE après la prise en compte des énergies issues des compteurs à index. La réconciliation temporelle intègre les relèves des compteurs à index, ce qui permet de normaliser les pertes déclarées par les GRD et de les rendre cohérentes en énergie annuelle avec les flux physiques. Les écarts issus de la réconciliation temporelle sont valorisés au prix spot.

Conformément aux règles du dispositif de responsable d'équilibre en vigueur, la dernière redéclaration possible des données pour le calcul des écarts intervient 12 mois après le mois de consommation pour les courbes de charge télérelevées, et 14 à 26 mois (échéance de la réconciliation temporelle) pour les courbes de charge profilées.

3.1.2.2 Sujets abordés en concertation

Suite à la délibération de la CRE du 17 juin 2010, un groupe de travail du CURTE a été ouvert sur le sujet de la responsabilité dans le dispositif de responsable d'équilibre. En plus de la question initialement posée par la CRE, les échanges entre les acteurs ont permis de traiter deux sujets supplémentaires : le renforcement des contrôles et le traitement d'erreurs portant sur les courbes de charge télérelevées entre la fin du processus de calcul des écarts et la réconciliation temporelle.

- <u>Le renforcement des phases de contrôle</u>

L'analyse de situations passées présentant des erreurs montre que certaines erreurs peuvent être détectées par la réalisation de contrôles préalables à l'envoi des données à RTE. Le renforcement des contrôles apparaît comme un levier essentiel et raisonnablement accessible pour fiabiliser le dispositif et ainsi limiter fortement les cas d'erreurs et leurs conséquences financières.

Les règles en vigueur prévoient déjà l'obligation pour les gestionnaires de réseau et les responsables d'équilibre de réaliser certains contrôles. Cependant seuls les contrôles à effectuer par RTE sont explicitement décrits dans les règles. Des échanges au cours du GT de la CAM « Responsabilité des acteurs dans le dispositif de responsable d'équilibre », il ressort que les contrôles réalisés varient d'un acteur à l'autre.

RTE a donc proposé que les types de contrôle à effectuer par les GRD et les RE, soient inscrits dans les règles du dispositif de responsable d'équilibre, sans pour autant que les règles ne précisent dans le détail les modalités de mise en œuvre de ces contrôles. Même si les pratiques sont différentes entre les acteurs de processus de reconstitution des flux, le fait de décrire des niveaux de contrôle minimaux dans les règles est de nature à sécuriser le processus et à encadrer les risques financiers portés par les acteurs du dispositif.

Au vu des situations d'erreurs analysées, il a été proposé que les types de contrôles suivants soient effectués par les GRD et, pour certains d'entre eux, par les RE :

- cohérence globale des flux au sein d'un GRD entre les courbes des RE et le soutirage global du GRD, notamment pour les GRD ayant recours aux dispositions simplifiées définies à la section 2, B.1.2.3 (désignation d'un « responsable d'équilibre bouclant ») ;
- comparaison des courbes de charge correspondant à la même semaine de consommation et remontées à différentes échéances ;
- comparaison des courbes de charges de différentes semaines de consommation similaire.

Lors de la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, EDF a exprimé son désaccord quant à cette évolution tandis qu'EON considère que cette disposition renforcera la qualité du dispositif de reconstitution des flux, objectif premier de l'évolution proposée par RTE. EDF considère notamment que l'ajout des contrôles explicites à effectuer par le responsable d'équilibre a pour conséquence un transfert de responsabilité des gestionnaires de réseau vers les responsables d'équilibre.

Toutefois, RTE considère que les modalités proposées permettront de garantir un meilleur fonctionnement du dispositif de reconstitution des flux, en réduisant les conséquences financières issues des erreurs de données, sans modifier pour autant les principes de responsabilité existants et définis dans les dispositions générales, chaque gestionnaire de réseau demeurant responsable vis-à-vis des RE des conséquences dommageables issues de ses données.

- <u>Le traitement entre la fin du processus de calcul des écarts et la réconciliation temporelle d'erreurs portant sur les courbes de charge télérelevées</u>

La réconciliation temporelle constitue la dernière étape de reconstitution des flux après le calcul des écarts ; elle a pour but de mettre à jour les périmètres d'équilibre des RE après la prise en compte des énergies issues des compteurs à index. Alors que le calcul des écarts repose sur les énergies télérelevées par les gestionnaires de réseau, une estimation des pertes sur les réseaux publics de distribution, et une estimation des consommations ou productions non télérelevées (estimation par profilage), la réconciliation temporelle intègre les relèves des compteurs à index, ce qui permet de normaliser les pertes déclarées par les gestionnaires de réseau de distribution et de les rendre cohérentes en énergie annuelle avec les flux physiques. Ainsi la séparation entre le calcul des écarts et la réconciliation temporelle a été conçue pour que la réconciliation temporelle n'intègre comme nouvelle information que les énergies mesurées par les compteurs à index (information non encore

disponible lors du calcul des écarts).

Alors que le processus de calcul des écarts aboutit à des compensations financières reposant sur le prix de règlement des écarts avec des prix différents pour les écarts négatifs et positifs, les écarts issus de la réconciliation temporelle sont valorisés à un prix unique, le prix spot. Ce processus annuel qui donne lieu à des régularisations financières entre les RE des pertes sur le réseau public de distribution et les RE des sites profilés, est financièrement neutre pour le compte ajustements/écarts.

Ainsi, les règles RE en vigueur prévoient un traitement des erreurs portant sur les courbes de charge télérelevées par l'intermédiaire de révisions des données, possibles à différentes échéances (M+1, M+3, M+6 et M+12 dernier délai), donnant lieu à un nouveau calcul et une nouvelle facturation des écarts. Au-delà de l'échéance M+12, les règles ne prévoient pas de traitement des erreurs résiduelles. Les gestionnaires de réseau de distribution ont souhaité qu'il soit possible, en cas d'erreur, de modifier ces données télérelevées au moment de la phase de réconciliation temporelle ce qui constitue une rupture importante par rapport à la conception initiale des différentes étapes de la reconstitution des flux

Cette possibilité peut permettre, en cas d'erreur détectée postérieurement à l'échéance M+12, de rétablir plus justement le bilan en énergie des responsable d'équilibre même si l'impact financier de l'erreur n'est pas totalement annulé du fait de la différence de référence de prix entre le processus de calcul des écarts et la réconciliation temporelle.

Cependant, la modalité proposée concernant le traitement des erreurs concernant les courbes de charge télérelevées (via une révision de ces courbes dans la phase de réconciliation temporelle) entraîne un report des obligations (portant sur le GRD) de fiabilité des données télérelevées M+12 sur l'échéance de la réconciliation temporelle.

L'éventuelle perte de fiabilité des données télérelevées en M+12 aurait pour conséquences principales (i) la perte de cohérence entre le coût des ajustements et le règlement des écarts et (ii) l'augmentation du risque financier porté par RTE, du fait de l'allongement du délai entre la réalisation des écarts et leur débouclage financier. Or les erreurs portant sur les courbes de charge télérelevées en M+12 impacteront le compte « ajustements-écarts » (qui ne sera pas corrigé par la correction des courbes de charge télérelevées en RT) et de surcroît les responsables d'équilibre. Il est ainsi indispensable qu'un tel traitement, s'il est autorisé, ne s'accompagne pas d'une dégradation de la fiabilité des courbes de charges télérelevées utilisées pour le processus Ecarts. Les révisions de courbes de charge télérelevées au-delà de M+12 doivent demeurer des cas exceptionnels et ne doivent pas pouvoir être considérées comme un mode de fonctionnement nominal. RTE considère donc que cette possibilité ne peut s'ouvrir qu'en étant accompagnée de la mise en place d'éléments permettant de garantir la fiabilité des courbes de charges télérelevées. Cette question est donc étroitement liée à la question des obligations de contrôles.

Afin de maintenir l'incitation à la déclaration, en M+12, de courbes de charge télérelevées fiables par les GRD, il est proposé que la CRE soit informée (par un rapport annuel à l'issue de la réconciliation temporelle) des demandes de correction post-M+12.

Lors de la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, EON souligne le risque de dégradation des données M+12 et est donc opposé à cette modalité. EDF se dit favorable à l'ajout de cette possibilité de correction des courbes de charges télérelevées post M+12, mais demande le

lancement d'une concertation dans une instance appropriée pour traiter la question des corrections tardives des erreurs de comptage (cf. paragraphe suivant).

RTE considère néanmoins que la possibilité de mise à jour des courbes de charge télérelévées permet de traiter les conséquences financières des erreurs identifiées sur ces dernières. Cette évolution est de nature à améliorer le dispositif actuel de reconstitution des flux et la publication d'un rapport annuel sur les corrections demandées semble être une mesure adaptée pour éviter les risques de dérive de la qualité des données.

- Le traitement des erreurs après la réconciliation temporelle

Dans le cadre des règles actuelles, la phase de réconciliation temporelle marque la fin des traitements d'erreurs portant sur les données des gestionnaires de réseau utilisées pour le dispositif de responsable d'équilibre.

En l'absence de dispositif de traitement prévu dans les règles, les contestations d'erreur intervenant postérieurement à la facture de réconciliation temporelle sont traitées, soit de façon amiable entre les parties, soit par un recours en justice.

La mise en place de dispositions dans les règles portant sur le traitement postérieur à la réconciliation temporelle pourrait s'envisager via un mécanisme de « rejeux » analogue à ce qui existe pour le processus Ecarts. Cependant, la mise en place d'un tel mécanisme reviendrait à alourdir (mise en place de nouveaux flux, éditions de nouvelles factures, …) et à allonger la durée d'un processus qui est déjà un des plus longs en Europe.

L'ajout d'éventuels « rejeux » n'évacue aucunement la question des traitements résiduels postérieurs à la dernière facture, émise lors du dernier « rejeu », qui est contestable pendant 5 ans. Deux schémas concernant le traitement résiduel des erreurs sont envisageables :

1) Régime de traitement par RTE des conséquences des erreurs de données du GRD
   Dans ce schéma, c'est RTE qui porte la responsabilité, assume les coûts et supporte les risques associés au traitement des erreurs causées lors de l'exécution d'une tâche par un autre acteur (un gestionnaire de réseau de distribution). Ce schéma revient ainsi à rendre RTE garant de la bonne exécution des différentes tâches du dispositif RE actuellement effectuées par les GRD (gestion décentralisée des périmètres de responsable d'équilibre). Il n'est donc envisageable qu'à condition que RTE dispose de tous les moyens nécessaires pour maîtriser la bonne exécution de ces tâches, soit via l'internalisation de cette activité, soit par la mise en place de prescriptions et de contrôles sur les GRD lors de l'exécution de ces tâches.
2) Régime de traitement par le GRD des conséquences des erreurs de données du GRD
   Ce mode de traitement laisse aux GRD le soin de traiter les réclamations postérieures à la réconciliation temporelle, lorsque l'erreur provient de leurs services, dans l'exécution des tâches qui leur sont affectées dans les Règles actuelles. Dans ce régime, RTE n'étant pas responsable du traitement des erreurs provenant des services des GRD, il n'est donc pas légitime à avoir un rôle de prescription ou de contrôle sur la façon dont les GRD mettent en œuvre la réalisation de leurs missions dans le cadre du dispositif RE.
   Ce mode de traitement par les GRD est aujourd'hui possible et a déjà été mis en place à plusieurs reprises par le passé. C'est d'ailleurs ce mode de traitement qui est

appliqué par RTE dans les cas d'erreurs portant sur les données RPT.

Le premier régime évoqué entraînerait un transfert important vers RTE des responsabilités qui sont celles des GRD dans le cadre du dispositif de RE.

RTE considère que seul le second régime de traitement est adapté au modèle décentralisé de gestion des périmètres de responsables d'équilibre et propose une évolution des règles pour encadrer plus précisément ce traitement en donnant des fondements aux GRD pour réclamer au RE « bénéficiaire » de l'erreur les sommes indument perçues et en inscrivant l'obligation pour le RE bénéficiaire de restituer les sommes. Il est proposé que les règles prévoient l'appui de RTE au GRD pour estimer les impacts financiers pour les RE de l'erreur initiale de données.

Afin de protéger les GRD d'un risque financier dépassant potentiellement leur surface financière, la disposition suivante a été proposée : le versement par le GRD des sommes au RE « lésé » est conditionné au versement de ces sommes par le RE « bénéficiaire » au GRD.

Lors de la consultation ouverte du 15 octobre 2014 au 19 novembre2014, E.ON considère qu'une surveillance particulière de la CRE doit être observée sur ce sujet. EDF souligne les risques liés aux corrections tardives d'erreurs de comptage.

RTE propose d'ajouter, par rapport à la proposition de règles soumise à consultation, la transmission par RTE à la CRE d'une liste des demandes de valorisation des erreurs post-réconciliation temporelle adressées à RTE par les GRD ou les RE, à des fins de surveillance. Le point relatif aux erreurs de comptage est, quant à lui, traité au paragraphe 3.1.2.3.

3.1.2.3 Cas particulier des erreurs de comptage

EDF a fait parvenir à RTE en juillet 2013 une contribution sur les solutions identifiées par le GT pour le traitement des erreurs de données. EDF propose dans cette contribution que les solutions apportées dans le GT ne s'appliquent pas dans les situations où les erreurs de données proviennent d'erreurs de comptage de site de consommation.

EDF pointe le risque, pour le couple RE-fournisseur, engendré par le principe de correction des impacts financiers pour les RE des erreurs de données dans le cas où ces erreurs de données sont des erreurs de comptage de sites de consommation. En effet, dans ces situations, si un compteur sous-estime la consommation réelle d'un site, la régularisation des périmètres de RE lors d'une découverte tardive de l'erreur va engendrer une demande de restitution par le RE des sommes correspondant à l'énergie qui n'a pas été comptée (valorisée au prix Spot) alors que le fournisseur pourrait ne pas recouvrir auprès du consommateur les sommes correspondant à l'énergie non comptée (valorisée au prix de fourniture).

Pour répondre à cette remarque de EDF, RTE prévoit dans la proposition des règles soumise à approbation, dans le cas particulier où le gestionnaire de réseau à l'origine de l'erreur en subit également les conséquences dans le cadre de la gestion des pertes de son réseau (cas des erreurs de comptage de consommateur), de déroger aux modalités de traitement des erreurs post réconciliation temporelle.

Dans son retour à la consultation ouverte du 15 octobre 2014 au 19 novembre 2014, EDF appelle à l'ouverture d'une concertation plus large sur l'impact des corrections tardives d'erreurs de comptage sur le couple {RE/fournisseur} dans la mesure où ces dernières ont un impact sur le client final et ne

peuvent pas toujours faire l'objet de refacturations. RTE considère que cette concertation dépasse le périmètre du CURTE.

3.2 Sécurisation financière du dispositif RE

3.2.1 Exposé des motifs

Le dispositif de responsable d'équilibre (RE) engendre des flux financiers de l'ordre de 600 M€ par an entre les responsables d'équilibre et RTE sur le compte « ajustements-écarts », compte dédié sous la responsabilité de RTE.

Le compte « ajustements-écarts » a vocation à être équilibré financièrement conformément à l'article 5.5 de la section 1 des règles. Les charges du compte « ajustements-écarts » notamment afférentes aux écarts positifs des RE et aux ajustements à la hausse mis en œuvre par RTE pour assurer la gestion temps-réel de l'équilibre offre-demande sont compensées par les produits du compte « ajustement-écarts » liés principalement aux écarts négatifs des RE et aux ajustements à la baisse mis en œuvre par RTE pour assurer la gestion temps-réel de l'équilibre offre-demande.

Il est néanmoins important de noter que le compte « ajustements-écarts » n'a pas pour rôle de supporter les risques financiers liés au recouvrement des factures associées au dispositif de RE. Aussi, tous les flux facturés par RTE aux RE sont enregistrés dans le compte « ajustements-écarts », sans tenir compte de l'effectivité ou non des paiements. En cas de défaut de paiement d'un responsable d'équilibre, les pertes financières sont alors supportées par RTE et *in fine* par la collectivité.

Compte tenu du temps nécessaire à la constitution des données pour le calcul des écarts des RE, la première facturation est réalisée en fin de M+1 pour les écarts relatifs au mois M et le paiement correspondant du RE à RTE en fin de M+2. Ainsi, deux à trois mois s'écoulent entre la réalisation d'un écart et la mise en œuvre des flux financiers associés.

La sécurisation financière du dispositif de RE présente donc à la fois un enjeu important et de nombreuses difficultés liés :

- aux montants financiers importants en jeu ;
- à la volatilité du prix règlement des écarts ;
- au temps nécessaire pour obtenir les données nécessaires au calcul des écarts des responsables d'équilibre et de la réconciliation temporelle, qui impose un délai très long entre la réalisation des écarts et la mise en œuvre des flux financiers liés au dispositif de responsable d'équilibre.

3.2.2 Modalités de sécurisation financière en vigueur

3.2.2.1 Présentation

Les modalités de sécurisation financière du dispositif RE en vigueur reposent principalement sur la remise à RTE d'une garantie bancaire, d'une durée de validité au moins égale à un an, dont le montant est défini sur les principes suivants :

1. il est calculé sur la base du soutirage moyen des douze derniers moyens mois (et donc sur une valeur prévisionnelle déclarative pour les nouveaux entrants dans le dispositif) ;

2. il vise à couvrir trois jours d'écarts négatifs en supposant qu'il n'y a plus aucune injection dans le périmètre d'équilibre (le responsable d'équilibre en situation de défaillance continuant à honorer ses contrats de fourniture mais n'ayant plus aucun contrat d'achats d'électricité. Le prix moyen de règlement des écarts négatifs utilisé est de 55 €/MWh).

   Pour une plage de puissance moyenne de soutirage donnée] P_{min} ; P_{max}], la formule appliquée est la suivante : P_{max} x 3 jours x 55 €/MWh.

3. en-dessous de 25MW de soutirage moyen, les RE bénéficient d'une franchise de garantie bancaire ;

4. au-dessus de 700MW de soutirage moyen, le montant est plafonné à 3.2 M€.

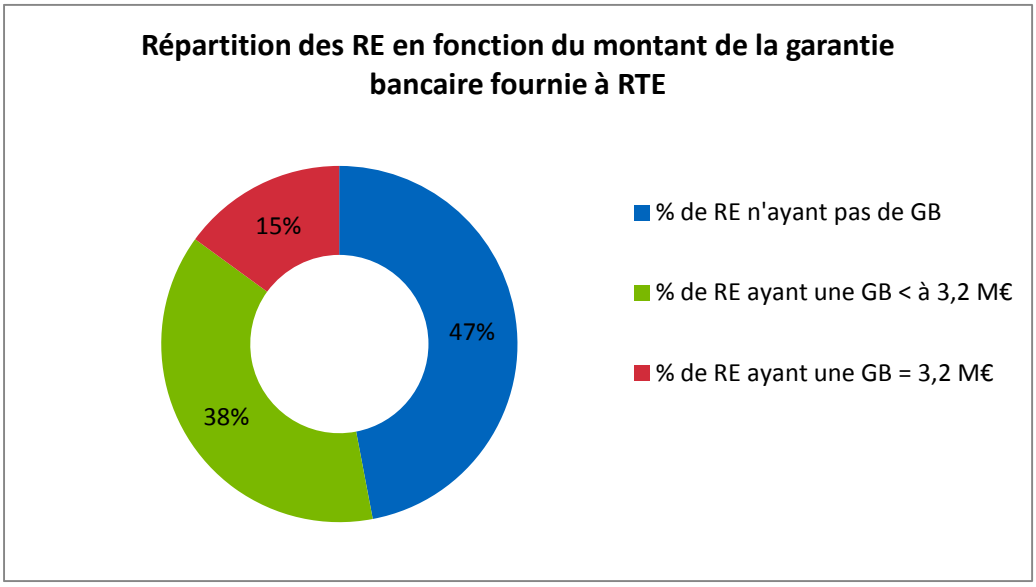
Plages de puissance moyenne de Soutirage sur les 12 derniers mois	**Garantie bancaire requise (€)**
$25 < P_{moyenne} \leq 50$ MW	200 000
$50 < P_{moyenne} \leq 75$ MW	300 000
$75 < P_{moyenne} \leq 100$ MW	400 000
$100 < P_{moyenne} \leq 150$ MW	600 000
$150 < P_{moyenne} \leq 200$ MW	800 000
$200 < P_{moyenne} \leq 250$ MW	1 000 000
$250 < P_{moyenne} \leq 300$ MW	1 200 000
$300 < P_{moyenne} \leq 400$ MW	1 600 000
$400 < P_{moyenne} \leq 500$ MW	2 000 000
$500 < P_{moyenne} \leq 600$ MW	2 400 000
$600 < P_{moyenne} \leq 700$ MW	2 800 000
$P_{moyenne} > 700$ MW	3 200 000

Le montant de la garantie bancaire peut être révisé dans les cas suivants :

- le volume du soutirage moyen a augmenté sur les douze derniers mois et nécessite une réévaluation du montant ;
- le suivi du bilan financier des sommes dues (factures émises mais non arrivées à échéance, solde des derniers écarts évalué mais non encore facturé) par un responsable d'équilibre fait apparaître des encours qui excèdent le montant de la garantie bancaire ;
- la garantie bancaire a été appelée ou RTE a constaté des incidents de paiement de plus de 8 jours.

3.2.2.2 *Couverture partielle des risques*

RTE estime que le dispositif de garantie bancaire actuel, dimensionné sur trois jours d'écarts négatifs alors qu'il peut s'écouler deux à trois mois entre la réalisation d'un écart et la mise en œuvre des flux financiers associés, est très insuffisant pour couvrir suffisamment les risques financiers pour la collectivité, notamment pour les responsables d'équilibre bénéficiant de la franchise ou du plafonnement de garantie bancaire, pour les nouveaux responsables d'équilibre et pour les responsables d'équilibre ayant une activité irrégulière. De fait, les risques financiers associés à des acteurs de marché se trouvent ainsi mutualisés et assurés par la collectivité. Les risques associés en matière d'incitations pour les acteurs de marché sont commentés en économie dans la théorie de l'aléa moral.



Les modalités de sécurisation financière en vigueur reposent sur l'hypothèse que les RE sont toujours équilibrés et ne traitent que les risques liés à des défauts de paiement ou des faillites. Dans la pratique cette hypothèse n'est pas vérifiée et certains RE peuvent avoir des factures d'écarts (ou des encours) d'un montant très largement supérieur à la garantie financière déposée auprès de RTE, notamment en cas d'écarts négatifs importants survenant lors de journées pour lesquelles le prix de règlement des écarts est élevé.

Ce type de risque peut devenir encore plus important en présence d'acteurs de marché pouvant avoir des comportements délibérément frauduleux. Dans plusieurs pays européens, les mécanismes liés aux marchés de l'électricité, à l'instar d'autres mécanismes de marchés - au premier rang desquels le marché des crédits CO_2 -, ont été exposés à des actes de fraudes, ayant généré des pertes de plusieurs dizaines de millions d'euros *in fine* supportées par la collectivité. A titre d'exemple, sur le marché du gaz italien, une fraude au règlement des écarts a été détectée. Elle a eu lieu du 1er décembre 2011 au 31 mai 2012. Les fraudeurs vendaient du gaz sur la bourse italienne sans recouvrir leurs factures d'écarts. Les pertes financières ont été répercutées financièrement sur le consommateur particulier par une hausse du tarif d'électricité.

Face à ce constat et afin d'éviter une répercussion des risques sur la communauté des consommateurs, RTE aurait pu proposer une augmentation générale des garanties financières déposées par les responsables d'équilibre, en cohérence avec les délais de règlement des écarts générés par ces derniers (jusqu'à 3 mois).

La proposition de RTE consiste néanmoins, de manière à limiter les coûts pour l'ensemble des responsables d'équilibre, à demander à chaque responsable d'équilibre de s'assurer en fonction du risque qu'il fait porter au système (volume d'activité et encours) et à définir des critères objectifs et non discriminatoires permettant d'aboutir à une meilleure couverture des risques réellement encourus par le dispositif. Les modalités proposées reposent notamment sur les éléments suivants :

- le suivi des encours des RE au plus proche de la réalisation des écarts. Les encours devront être couverts par une garantie financière ; le principe de couverture des encours existe dans les règles en vigueur, la proposition de règles MA-RE vise à en préciser les modalités d'application et à les étendre aux RE n'ayant pas remis de garantie financière à RTE ;
- des limites portant sur les transactions déclaratives effectuées par les RE dont le débouclage physique peut générer des écarts négatifs. Il est proposé de caler les limites sur les transactions déclaratives en fonction des garanties financières apportées par les RE – la mise en place de ces limites étant effectuée de manière progressive ;
- un élargissement des types de garanties financières acceptées afin de pouvoir gagner au réactivité en cas d'évolution du profil de risque lié à l'activité d'un RE (garantie apportée de manière transitoire par un dépôt de liquidité ou gage-espèces avec dépossession) ;
- la suspension possible de l'activité d'un RE déclaratif en cas d'écart prévisionnel important pouvant être assimilé à une fraude.

3.2.3 Evolutions proposées détaillées

3.2.3.1 Aménagement du questionnaire client

RTE propose une mise à jour du questionnaire client qui se trouve en annexe C2 des Règles dans le but d'améliorer sa connaissance de l'acteur demandant la qualité de RE et ainsi vérifier sa fiabilité. Il peut être également utilisé en cours de contrat afin de mettre à jour les informations concernant le responsable d'équilibre.

3.2.3.2 Renforcement du suivi des encours des RE

RTE propose de préciser dans les règles les modalités de calcul des encours des RE.

L'encours d'un responsable d'équilibre est constitué des éléments suivants :

- les factures et factures d'avoir adressées au RE (écarts, frais de gestion, pénalités de retard, soutirage et injection physique) et non réglées ;
- les éléments de facturation pour le mois échu, non encore facturés ;
- les éléments de facturation pour les jours compris entre le 1er du mois et J-1.

Si le périmètre d'équilibre du RE contient au moins un site raccordé au RPD, pour chaque journée où les données des gestionnaires de réseau de distribution ne sont pas encore disponibles, RTE établit les éléments de facturation relatifs à l'écart à partir d'une estimation basée sur un historique des douze dernières semaines de données disponibles, dont les principes sont détaillés dans les règles.

Si, dans leurs réponses à la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, les acteurs ne s'opposent pas à ce renforcement du suivi des encours par RTE et acceptent favorablement le dispositif d'alertes informatiques prévu par RTE pour permettre aux acteurs de gérer leurs garanties

financières de manière proactive, plusieurs responsables d'équilibres ou leurs représentants ont exprimé des demandes de précisions ou d'évolutions.

D'une part, NOVAWATT ainsi que l'association européenne des traders d'énergie (EFET) préconisent l'utilisation des données télérelevées par les acteurs lorsque les données issues des GRD sont indisponibles, à l'instar des dispositions prévues pour le contrôle des effacements et en remplacement de l'estimation réalisée par RTE sur la base d'un historique.

RTE retient, dans la proposition de règles soumise à approbation, une estimation basée sur un historique proche, et s'engage à étudier en lien avec les gestionnaires de réseau de distribution, pour la prochaine évolution des règles, la réduction des délais d'obtention et de traitement des courbes de charge des sites raccordés à un réseau public de distribution pour les besoins liés au suivi des encours des responsables d'équilibre.. En outre, RTE sera vigilant sur les périodes de changements de portefeuille conséquents (fin des tarifs réglementés, début d'année civile ou changement de saison), dans la continuité des modalités opérationnelles en vigueur.

D'autre part, l'association européenne des traders d'énergie (EFET) estime que le délai de réaction suite à notification de dépassement d'encours par RTE devrait être élargi à trois jours ouvrés au lieu de deux jours ouvrés. RTE estime que cette mesure n'est pas dans l'esprit du renforcement du dispositif de sécurisation financière et considère que l'affichage de l'encours au RE sur son espace personnalisé client, ainsi que la mise à disposition d'une alerte par courriel lorsque l'encours atteint quatre-vingt pourcents de l'encours autorisé du RE sont de nature à permettre aux responsables d'équilibre de gérer leur garantie bancaire de manière proactive.

RTE prévoit par ailleurs de lever les demandes de renouvellement de garantie bancaire (et/ou de mise à disposition d'un dépôt de liquidités), si l'encours du responsable d'équilibre baisse en dessous de l'encours autorisé dans le délai imparti dans la notification ou la mise à demeure.

3.2.3.3 Limitation des transactions déclaratives

En complément du suivi des encours des responsables d'équilibre, RTE propose la mise en place d'une limite quantitative sur les transactions déclaratives, dénommée volume d'énergie journalier autorisé.

Le volume d'énergie journalier autorisé est défini en MWh/Jour. Pour une plage de puissance moyenne de soutirage donnée] P_{min} ; P_{max}], il correspond au résultat de l'application numérique de la formule suivante : P_{max} x 3 x 24h.

Il reflète l'exposition maximale (vente-achats) sur une journée J acceptable pour un RE en fonction de la garantie financière apportée à RTE. Chaque jour, la relation suivante doit donc être respectée par les RE :

$$Ventes_{déclaratives\ J} - Achats_{déclaratifs\ J} \leq Volume\ d'énergie\ journalier\ autorisé$$

Les ventes déclaratives pour une journée J correspondent au volume en énergie des ventes sur le marché court terme J-1 et sur le marché long terme imputées au périmètre du responsable d'équilibre et l'ensemble des ventes réalisées au travers du service d'échanges de blocs, régi par la Section 3 des règles.

Les achats déclaratifs pour une journée J correspondent au volume en énergie des achats sur le marché court terme J-1 et sur le marché long terme imputés au périmètre du responsable d'équilibre et l'ensemble des achats réalisés au travers du service d'échanges de blocs, régi par la Section 3 des Règles.

En cas de dépassement, pour un RE, du volume d'énergie journalier autorisé lors d'un guichet NEB, RTE lui notifie et informe ses contreparties du risque d'incohérence dans les programmes d'échanges prévus avec ce RE. Cette information est transmise au moment des « matching reports » (rapports envoyés aux RE en amont de la clôture d'un guichet NEB). En cas de persistance d'un dépassement à la fermeture d'un guichet NEB, RTE procèdera aux actions suivantes :

- au guichet NEB J-1, les ventes du RE concerné par le dépassement, prévues pour la journée du lendemain vers un autre RE (NEB RE-RE) ou vers un site (NEB RE-Site), ne seront pas prises en compte ;
- au cours d'un guichet NEB infrajournalier, les redéclarations, à la vente et à l'achat, faites au cours de ce guichet NEB, ne seront prises en compte. Le RE verra sa position maintenue à celle du guichet NEB précédent.

Lors de la réponse à la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, les acteurs soucieux des impacts opérationnels de la mise en place d'une telle disposition ont transmis des remarques et propositions d'évolutions, résumées ci-après :

- **Evolution du calcul du volume d'énergie journalier :**

NOVAWATT, VOLTALIS ainsi que l'association européenne des traders d'énergie (EFET) demandent une évolution des modalités de calcul du volume d'énergie journalier et notamment la prise en compte :

- des volumes échangés sur le marché EpexSpot continu et les transactions aux interconnexions ;
- des prévisions de fonctionnement des actifs physiques rattachés au périmètre du responsable d'équilibre (à partir des programmes d'appel, auxquels pourraient être appliqués des coefficients d'abattement par filière de production) ;
- des programmes d'effacement déclarés par les opérateurs d'effacement attachés à un responsable d'équilibre.

Concernant la prise en compte des imports/exports et les résultats de la bourse intraday dans le calcul du volume d'énergie journalier, RTE partage l'intérêt des acteurs. Toutefois, compte-tenu des volumes d'échange limités sur le marché continu intraday (< 1% des volumes négociés en OTC, Spot Day-ahead et ID sur le troisième semestre de l'année 2014 selon l'observatoire des marchés de l'électricité publié par la CRE[6]) et les transactions aux interconnexions réalisées de manière explicite par rapport aux volumes échangés sur les bourses et en gré à gré, RTE considère que la première étape du dispositif peut être enclenchée, et propose, dans le programme de travail des prochaines Règles MA-RE, l'instruction de cette proposition nécessitant une évolution des modalités des nominations des transactions réalisées sur les marchés organisés..

[6] Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO2, CRE
http://www.cre.fr/marches/observatoire-et-indicateurs-des-marches#section3

Concernant la prise en compte des prévisions de fonctionnement des actifs physiques et des programmes d'effacement, RTE ne peut répondre favorablement dans la mesure où ces derniers ne sont pas fermes à la clôture des guichets NEB et peuvent faire l'objet d'annulation ou de rédéclarations. La prise en compte d'un coefficient d'abattement par filière reviendrait à mutualiser le risque entre différents responsables d'équilibre, contrairement aux objectifs poursuivis par RTE. RTE ne considère pas que cette disposition introduit une discrimination à l'égard des producteurs spécifiquement mais incitent tous les acteurs à prendre en compte dans le dimensionnement de leur garantie financière leur exposition maximale envisagée sur les activités déclaratives. Un responsable d'équilibre d'un fournisseur s'approvisionnement principalement à l'ARENH ou via des capacités VPP, un responsable d'équilibre d'un opérateur d'effacement, tout comme un responsable d'équilibre d'un producteur seront donc limités dans leurs ventes déclaratives (ni les volumes ARENH, ni les programmes d'appel, ni les NEBEF n'étant pris en compte) pour tenir compte du caractère non ferme de ces derniers.

- **Mise en œuvre progressive du dispositif d'écrêtement des NEB :**

Les acteurs demandent à RTE une mise en œuvre progressive du dispositif et notamment la mise en place d'un retour d'expérience après la phase dite « à blanc », avant l'annulation effective des échanges de blocs prévue en cas de non-respect des dispositions prévues aux règles. RTE retient cette proposition et se tient prêt à accompagner les responsables d'équilibre dans la transition. RTE propose que ce sujet fasse l'objet d'un suivi et d'un approfondissement dans le GT Evolution des Règles V8, notamment en ce qui concerne le dispositif d'écrêtement des NEB.

- **Evolution du dispositif d'écrêtement des NEB :**

Plusieurs responsables d'équilibre (EDF, EON, GDF SUEZ, NOVAWATT) ainsi que l'association européenne des traders d'énergie (EFET) proposent une évolution du dispositif d'écrêtement des NEB vers (i) la suppression des programmes d'échanges de blocs faisant dépasser le volume autorisé, ou, (ii) une mise au prorata des programmes d'échanges de blocs à la vente en cas de dépassement identifié.

RTE partage l'intérêt souligné par les acteurs à de nombreuses reprises afin de limiter l'impact des écrêtements de NEB sur leur activité et instruit ce sujet dans une démarche plus globale de simplification du dispositif d'échanges de blocs et d'harmonisation de ce dernier avec le dispositif d'échanges de réserves NER (ie : suppression des guichets et passage à un processus continu).

A ce stade et sans refonte globale du dispositif :

- la mise en œuvre du point (i) donne un résultat différent des programmes définitifs d'échange de blocs suivant l'ordre de prise en compte des différents responsables d'équilibre dans l'algorithme de matching des NEB actuel ; ce qui n'est pas envisageable ;
- la mise en œuvre du point (ii) nécessiterait de préciser les règles d'arrondi et de matching et de mettre en place une évolution notable de l'algorithme, qui retarderait d'autant l'atteinte de la cible ;
- RTE propose que les modalités d'écrêtement effectif fassent l'objet d'un approfondissement dans le GT Règles V8, permettant à RTE d'instruire la possibilité d'une harmonisation avec le dispositif NER.

Enfin, vu les actuels montants de garanties bancaires des RE, vu les volumes d'énergie journaliers autorisés calculés sur la base de prix standard de marchés, vu l'absence de limite pour les RE disposant d'une garantie bancaire supérieure ou égale à 3,2 M€, RTE considère que les situations d'annulation de NEB seront exceptionnelles et s'engage à faire des retours d'expérience sur ce point comme précisé ci-dessous.

- **Suppression du risque de propagation :**

Plusieurs responsables d'équilibre mentionnent le risque de propagation des annulations des programmes d'échanges de blocs (i.e. : cas où l'annulation des ventes d'un RE A vers un RE B entraînerait de surcroît l'annulation des ventes de l'acteur B vers C). EDF considère d'ailleurs que l'annulation d'un programme d'échange de blocs d'un responsable d'équilibre A vers un responsable d'équilibre B ne devrait pas se propager sur d'autres responsables d'équilibre et suggère que le volume d'achat de B ne soit pas mis à zéro.

RTE ne peut répondre favorablement à cette demande pour les raisons suivantes :

- l'équilibre des échanges ne serait plus garanti (somme ventes – somme achats ≠ 0) ;
- le résultat des programmes définitifs d'échanges diffèrerait suivant l'ordre de prise en compte des RE dans l'algorithme de matching des NEB ;
- cela introduirait un risque de fraude.

RTE propose une illustration de ces impacts en Annexe 2 du présent document.

3.2.3.4 Suivi de l'écart prévisionnel

Comme indiqué à l'article 3.2.2.2 du présent document, afin de prémunir la collectivité contre les risques de manipulation frauduleuse d'un acteur sur le mécanisme de responsable d'équilibre, RTE met en place un suivi des écarts prévisionnels des responsables d'équilibre.

Aussi RTE calculera, pour les responsables d'équilibre ne disposant d'aucun site dans leur périmètre d'équilibre, leur écart prévisionnel pour chaque journée J. Ce calcul sera effectué, en J-1 puis au cours de la journée J.

Si, la somme algébrique de l'encours d'un RE et de son écart prévisionnel valorisé dépasse de plus de 250 000 Euros la garantie financière qu'il a apportée à RTE, RTE pourra suspendre l'activité du RE conformément à l'article C.6 de la Section 2 des Règles.

Lors de la réponse à la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, VOLTALIS a souligné que l'absence de prise en compte des programmes d'effacement déclarés dans le volume des « injections » pour le calcul de l'Ecart Prévisionnel est pénalisante pour les responsables d'équilibre des opérateurs d'effacement (qui pourraient se voir suspendus alors même qu'ils ont équilibrés leurs ventes par la mise en œuvre de programmes d'effacement). RTE a pris en compte cette remarque dans la version finale des règles soumise à approbation.

3.2.3.5 Introduction d'un dépôt de liquidités

RTE propose d'élargir les garanties financières acceptées pour la sécurisation financière du dispositif de RE. Aussi RTE autorise chaque RE, de manière transitoire, à réaliser un dépôt de liquidités d'un montant :

- équivalent à la garantie bancaire requise en attente de l'obtention d'une garantie bancaire conforme aux règles, si le RE ne possède aucune garantie bancaire en vigueur.
- complémentaire à sa garantie bancaire en vigueur de telle sorte que la somme de sa garantie bancaire en vigueur et du dépôt de liquidités soit égale au montant de la garantie bancaire requise, en l'attente d'une garantie bancaire conforme aux règles.

Ce dépôt de liquidités constitue un gage-espèce avec dépossession, au sens des Articles 2333 et suivants du Code Civil. Il revêt la nature d'une cession fiduciaire, la somme déposée en gage étant définitivement acquise à RTE si le RE ne s'acquitte pas de l'intégralité de ses dettes.

Les dépôts de liquidités sont effectués sur un compte dédié. Ces dépôts ne sont pas rémunérés puisque leur durée est limitée à quatre vingt dix jours. Au-delà RTE exigera la fourniture par le RE d'une garantie bancaire conforme aux règles.

Lors de la réponse à la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, NOVAWATT et l'association européenne des traders d'énergie (EFET) ont demandé à RTE d'instruire la possibilité de mettre en place un dispositif de dépôt de liquidités plus souple, analogue aux dispositifs d'appels de marge proposés par les bourses.

RTE considère que la garantie bancaire reste la garantie financière première du dispositif de responsable d'équilibre. En effet cette dernière présente deux avantages non contestables par rapport au gage espèce ou dépôt de liquidités avec dépossession : l'absence de caractère accessoire de la garantie bancaire (contrairement au dépôt de liquidités) et le fait qu'elle soit délivrée par une entité tiers qualifiée et compétente en matière d'estimation des risques financiers.

3.2.3.6 Synthèse

RTE propose de maintenir les principes de définition des montants de garantie bancaire et d'ajouter une catégorie supplémentaire à 5M€ sans limitation des transactions déclaratives du RE, ni de l'encours autorisé.

De plus, RTE souhaite renforcer la sécurisation financière du dispositif RE à l'aide de deux éléments complémentaires :

- une mesure préventive en J-1 et J : la limitation des transactions déclaratives et/ou la suspension de l'activité d'un RE en cas de soupçon de fraude ;
- une mesure de suivi a posteriori en J+1 : le suivi des encours des RE.

La grille de sécurisation financière, détaillée ci-dessous permet alors d'associer, à chaque montant de garantie bancaire :

- un encours autorisé égal au montant de la garantie financière fournie. Tout au long de la durée du contrat, il faut donc que la relation suivante soit respectée par les RE :

$$Factures_{non\ réglées} + Estimation_{factures\ à\ venir} \leq Garantie\ Bancaire + Dépôts\ de\ liquidités$$

- un volume de transactions déclaratives autorisé, appelé volume d'énergie journalier autorisé en MWh/Jour. Chaque jour, la relation suivante doit donc être respectée par les RE :

$$Ventes_{déclaratives\ J} - Achats_{déclaratifs\ J} \leq Volume\ d'énergie\ journalier\ autorisé$$

Montant garantie Financière (Garantie Bancaire + Dépôt de liquidités) (k€)	Plage de puissance moyenne de soutirage annuelle (MW)	Encours autorisé (k€)	Volume d'énergie journalier autorisé (MWh/J)
0	≤25	100	1 800
200	] 25 ; 50]	200	3 600
300	] 50 ; 75]	300	5 400
400	] 75 ; 100]	400	7 200
600	] 100 ; 150]	600	10 800
800	] 150 ; 200]	800	14 400
1 000	] 200 ; 250]	1 000	18 000
1 200	] 250 ; 300]	1 200	21 600
1 600	] 300 ; 400]	1 600	28 800
2 000	] 400 ; 500]	2 000	36 000
2 400	] 500 ; 600]	2 400	43 200
2 800	] 600 ; 700]	2 800	50 400
3 200	> 700	3 200	non limité
5 000	> 700	5000	non limité

Il convient de souligner :

- qu'un RE dont la puissance moyenne de soutirage annuelle dépasse 700 MW pourra choisir entre les deux catégories suivantes :
    - garantie bancaire de 3,2 M€, encours autorisé de 3,2 M€ et volume d'énergie journalier non limité ; ou
    - garantie bancaire de 5 M€, encours autorisé de 5 M€ et volume d'énergie journalier non limité.
- un RE peut remettre une garantie bancaire d'un montant supérieur au montant minimum de la garantie bancaire requis par RTE s'il souhaite bénéficier, conformément au tableau, d'un encours autorisé et/ou d'un volume d'énergie journalier autorisé plus important(s).

Compte tenu des impacts opérationnels de ces nouvelles modalités de sécurisation financière, RTE propose au sein de la Section 3 des règles une mise en œuvre progressive du dispositif de limitation des transactions déclaratives, assortie de retours d'expérience.

3.3 Modalités de calcul des écarts des responsables d'équilibre

3.3.1 Prise en compte des effacements de consommation réalisés sur des sites de soutirage dans la reconstitution des flux

Le Décret n° 2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité (ci-après « décret effacements »), pris en application de l'article L. 271-1 du Code de l'énergie, précise les modalités de valorisation des effacements de consommation, et notamment la nécessité, pour les règles, de prévoir la prise en compte des effacements de consommation dans le calcul des écarts des RE.

En application de ce décret, RTE définit au travers de la section 2 des règles les modalités de traitement des effacements, et plus précisément des ajustements réalisés sur des sites de soutirage dans le dispositif de reconstitution des flux (le calcul des écarts des RE et la réconciliation temporelle).

3.3.1.1 Principes de prise en compte dans la reconstitution des flux

Le principe de prise en compte des ajustements réalisés sur un site de soutirage dépend :

- des caractéristiques de la courbe de charge à laquelle est affectée la consommation de ce site pour la reconstitution des flux :
    - courbe de charge télérelevée ;
    - courbe de charge estimée par profilage.
- du modèle de versement appliqué : corrigé, régulé ou contractuel.

La combinaison des deux types de courbe de charge et des trois modèles de versement conduit à trois modalités de prise en compte des ajustements, résumées dans le tableau ci-dessous :

Modèle / Courbe de charge	Corrigé	Régulé	Contractuel
Courbe de charge télérelevée	Modalité 1 : consommation ajustée	Modalité 2 : ajout d'un bloc dans le périmètre du responsable d'équilibre	
Courbe de charge estimée par profilage		Modalité 3 : révision des différentes étapes de la reconstitution des flux	

3.3.1.2 Modalité 1 : consommation ajustée

Le principe est de corriger la courbe de consommation d'un site de soutirage au modèle corrigé des volumes d'ajustement réalisés à partir d'une EDA soutirage télérelevée.

Le volume corrigé est déterminé selon les principes décrits au §0.

La correction de la courbe de charge permet de :

- corriger le périmètre du RE du site de l'impact de l'ajustement, et

- de mettre en œuvre le versement aux fournisseurs conformément à un des régimes prévus par le décret effacements.

3.3.1.3 Modalité 2 : ajout d'un bloc dans le périmètre du responsable d'équilibre

Le principe est d'affecter un bloc correspondant à l'ajustement réalisé par un acteur d'ajustement dans le périmètre du RE des sites :

- comme élément de soutirage dans le cas d'un ajustement à la hausse,
- comme élément d'injection dans le cas d'un ajustement à la baisse.

Les volumes d'ajustement par RE à la maille des sites de soutirage rattachés à une EDA soutirage télérelevée (au modèle régulé ou contractuel) sont déterminés selon la méthode précisée au §0.

Les volumes d'ajustement par responsable d'équilibre à la maille des sites de soutirage dont la consommation est affectée à une courbe de charge télérelevée et rattachés à une EDA soutirage profilée sont calculés selon la méthode précisée au §2.3.

Ce principe d'affectation permet de corriger les périmètres d'équilibre des impacts d'un ajustement sur le périmètre d'équilibre du RE auquel sont rattachés les sites.

3.3.1.4 Modalité 3 : Révision des différentes étapes de la reconstitution des flux

Afin d'intégrer les ajustements réalisés sur des sites de soutirage dont la consommation est affectée à une courbe de charge estimée dans la reconstitution des flux, les différentes étapes de la reconstitution des flux doivent être modifiées :

- au moment du calcul de l'écart : par une modification du calage spatial, puis
- au moment du calcul de la réconciliation temporelle, par une modification des différentes étapes de calcul.

Les solutions adoptées sont équivalentes de celles en vigueur pour la prise en compte des effacements réalisés dans le cadre de NEBEF.

3.3.1.4.1 Calage spatial (modification du paragraphe C.11.2 de la section 2 des Règles)

Afin que le coefficient de calage utilisé pour établir les courbes de charges de consommation estimées calées tienne compte des ajustements réalisés à l'échelle de la France, l'écart national de profilage est corrigé, par pas demi-horaire, de l'énergie correspondant aux ajustements réalisés sur l'ensemble des sites de soutirage dont la consommation est estimée par profilage.

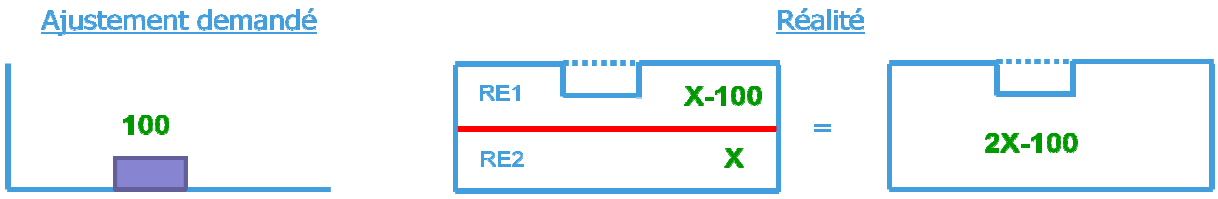
Ceci permet d'obtenir des courbes de charge estimées calées par RE corrigées de l'impact des ajustements sur les sites profilés.

3.3.1.4.2 Réconciliation temporelle

Au stade de la réconciliation temporelle, les courbes de charge estimées par RE et par GRD sont corrigées des ajustements réalisés. Ces nouvelles courbes estimées corrigées sont utilisées dans le l'étape de calage spatial réalisée dans le cadre de la réconciliation temporelle, puis dans l'étape de normalisation. In fine, les courbes de charge estimées, calées, normalisées par RE et par GRD sont re-corrigées des ajustements réalisés.

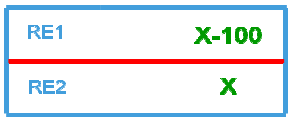
Ces traitements sont identiques à ceux mis en œuvre pour les effacements sur des sites profilés réalisés dans le cadre de NEBEF.

La figure suivante résume la prise en compte des ajustements dans les différentes étapes de la réconciliation temporelle dans le cas simplifié d'un GRD avec 2 RE profilés et d'un ajustement à la hausse de 100MW pendant 1h réalisé à partir de sites de soutirage profilés dans le périmètre du RE 1.



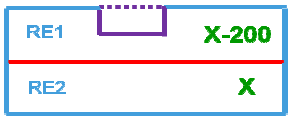
RTE modifie le calcul de la réconciliation temporelle selon le principe suivant (nouvelles étapes en noir) :

1 - Réception des courbes estimées tenant compte des énergies effacées

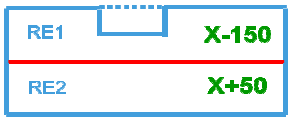


2 - Normalisation annuelle des pertes du GRD

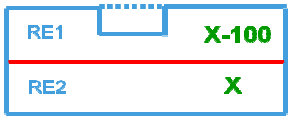
3 - Ajout d'une étape *« Correction liée aux Volumes Attribués à partir d'une EDA Profilée et aux Programmes d'Effacements à partir d'une EDE Profilée (C.14.1.3) »* dans le but de retrancher l'ajustement de 100 MW sur le RE1 et sur le GRD où il a eu lieu



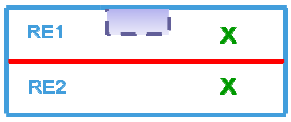
4 - Calage spatial de la consommation estimée sur la synchrone France (CC > 1)



5 - Normalisation annuelle de la consommation estimée calée



6 - Ajout d'une deuxième étape *« Correction liée aux Volumes Attribués à partir d'une EDA Profilée et aux Programmes d'Effacements à partir d'une EDE Profilée (C.14.1.6) »* dans le but de corriger le périmètre d'équilibre du RE1 de l'ajustement réalisé. On a ainsi neutralisé l'impact de l'effacement sur le périmètre du RE1.



En dehors des remarques relatives aux calculs des volumes à affecter aux différents responsables d'équilibre telles que résumées à l'article 2.3 du présent rapport et la nécessité d'instruire le traitement des effets de bord dans la reconstitution des flux, cette évolution n'a pas fait l'objet de remarques de fond de la part des acteurs lors de la consultation. RTE ne prévoit donc pas de modifications. RTE ajoutera, au projet de règles mis en consultation, les dispositions relatives à la prise en compte des effacements réalisés sur les marchés de l'énergie, telles que retenues dans la version des règles relatives au dispositif d'équilibre en vigueur depuis le 19 décembre 2014.

3.4 Rattachement des auxiliaires d'un site de production à un périmètre d'équilibre

Les règles MA-RE en vigueur imposent le rattachement des sites d'injection raccordés au réseau de transport à un unique périmètre d'équilibre. Toutefois, l'interprétation par RTE du corpus législatif fait émerger deux principes contradictoires.

D'une part, l'article L.321-15 du code de l'énergie prévoit que « chaque producteur d'électricité raccordé aux réseaux publics de transport […] est responsable des écarts entre les injections et les soutirages d'électricité auxquels il procède ». Par ailleurs, le décret 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions pour le raccordement des installations au réseau de transport définit l'installation de production comme l'ensemble des « équipements destinés à la production d'énergie électrique qui comprennent un ou plusieurs groupes de production ainsi que des appareillages auxiliaires (poste d'évacuation, auxiliaires de production...) ». Ainsi, l'installation de production, constituée des groupes de production et des auxiliaires, objet d'une autorisation de produire au sens de l'article L.311-5 du code de l'énergie et identifiée par un numéro SIRET, constitue un élément indivisible du point de vue du rattachement à un périmètre d'équilibre. Le principe « 1 site = 1 RE » retenu dans les règles RE-MA trouve donc, dans cette lecture du code de l'énergie, un solide fondement juridique.

D'autre part, il apparaît que ce principe, mis en regard du dispositif réglementé d'obligation d'achat impliquant le rattachement du site de production au périmètre d'équilibre de l'acheteur obligé, est de nature à contraindre le choix du fournisseur d'énergie du site pour l'alimentation des auxiliaires. Il entre ainsi en contradiction avec l'article L.331-1 du code de l'énergie. Symétriquement, ce principe impose au producteur souhaitant bénéficier du tarif réglementé de vente pour la fourniture de ses auxiliaires de rattacher sa production au responsable d'équilibre associé à l'acteur historique.

Sur la base de ces éléments et face aux récentes demandes des acteurs, RTE propose d'autoriser, à titre dérogatoire, sur un même site d'injection raccordé au RPT, le rattachement des auxiliaires à un périmètre d'équilibre distinct de celui des groupes de production. Le rattachement d'un site d'injection à un périmètre d'équilibre unique demeure toutefois, au regard de l'article du code de l'énergie précité, le principe de référence appliqué par défaut. L'option de rattachement différencié des auxiliaires constitue une option dérogatoire qui s'offre aux producteurs qui en formulent la demande auprès de RTE.

La définition du mode de décompte des flux associés au site d'injection et de leur mode de rattachement à un ou plusieurs périmètres d'équilibre constitue une prérogative du producteur. Le passage d'un simple à un double rattachement ne peut donc être réalisé qu'à l'initiative du producteur.

RTE considère par ailleurs que l'application de cette nouvelle disposition doit être conditionnée au rattachement effectif des auxiliaires à un périmètre d'équilibre. Ainsi, lorsque le producteur a opté pour le double rattachement, si le responsable d'équilibre auquel sont rattachés les auxiliaires en notifie le retrait de son périmètre et si le producteur ne soumet pas de nouvel accord de rattachement à RTE dans les délais prévus par les règles, les auxiliaires intègrent mécaniquement le périmètre d'équilibre des groupes de production, rétablissant ainsi le schéma de rattachement de référence tel que prévu par le code de l'énergie. EDF remet en cause ce rattachement par défaut. Pour tempérer ce risque, RTE propose de notifier le RE des groupes de production dès lors que les auxiliaires ont fait l'objet d'une demande de retrait par leur RE. En dehors du point souligné ci-dessus, les acteurs se sont montrés très favorables à la proposition de RTE.

4. FINANCEMENT DES RESERVATIONS DE CAPACITES SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT

4.1 Contexte

La question du financement des appels d'offres organisés à RTE pour réservation de puissance sur le mécanisme d'ajustement (réserves rapide et complémentaire, effacements de consommation) a été soulevée à de nombreuses reprises et par plusieurs acteurs de marché lors des réunions plénières de la Commission Accès aux Marchés (CAM) du CURTE.

Par courrier en date du 12 juillet 2012, la CRE a également demandé à RTE « *que les modalités de financement des réserves rapides et complémentaires et des capacités d'effacement fassent l'objet d'une étude qui devra être portée à la connaissance de la CRE d'ici la fin de l'année 2012* ». Cette demande a été reprise dans la délibération du 13 décembre 2012 portant approbation de la révision du prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre.

En 2012 et 2013, RTE a indiqué être prêt à réexaminer la question, selon un calendrier pertinent au regard des prochains appels d'offres et de la révision structurelle des règles portant sur le mécanisme d'ajustement (MA) et le dispositif de responsable d'équilibre (RE).

Dans le cadre de la CAM du 2 octobre 2013, une étude portant sur les modalités de financement des capacités d'effacement et des réserves rapide et complémentaire par la communauté des responsables d'équilibre a été diffusée. Elle a ensuite fait l'objet d'un appel à contributions sur le site concerte de RTE. Cinq contributions ont été transmises à RTE (DIRECT ENERGIE, EDF, ENERGY POOL, GDF SUEZ, et l'UNIDEN).

L'étude, dont le contenu figure en Annexe 1 du présent document, proposait :

- que les coûts des appels d'offres demeurent portés par les responsables d'équilibres plutôt que par le TURPE ou par l'intermédiaire du coefficient k ;
- que l'assiette de financement soit élargie pour intégrer les injections, selon deux modalités possibles :
    - un financement de l'ensemble des charges de contractualisation (réserves rapides et complémentaires, appels d'offres effacements) divisé de manière égale entre deux composantes proportionnelles aux injections et aux soutirages ;
    - un financement des charges de contractualisation de la réserve rapide et complémentaire uniquement par un coefficient proportionnel aux injections, et un financement des charges de contractualisation des appels d'offres effacement par un coefficient proportionnel aux soutirages.

Lors de la consultation ouverte du 15 octobre au 19 novembre 2014, la modification des modalités de financement des réservations de capacités sur le mécanisme d'ajustement a fait l'objet de retours très hétérogènes. EDF, EON, et GDF SUEZ se sont opposés à l'élargissement de l'assiette de financement des réservations de capacités à l'injection physique alors que l'UNIDEN se félicite de l'approche retenue par RTE.

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 au cours de l'année 2015. En préparation de ces travaux RTE propose d'intégrer dans les règles MA-RE le calcul des injections et soutirages physiques. Ces éléments permettront aux responsables d'équilibre, notamment à l'occasion des futures concertations relatives aux règles MA-RE, d'évaluer l'impact d'une éventuelle modification des modalités de financement des réservations de capacités sur le mécanisme d'ajustement. En revanche, dans le projet de règles MA-RE soumis à l'approbation de la CRE, l'assiette de financement des réservations de capacités n'intègre pas l'injection physique.

4.2 Calcul des injections et soutirages physiques

RTE propose une modification des modalités de calcul du soutirage physique et l'ajout du terme injection physique.

Afin de révéler uniquement la consommation soutirée sur le réseau, les évolutions proposées pour le calcul du soutirage physique sont les suivantes :

- prise en compte de la consommation hors NEB des sites de soutirage en remplacement de la consommation ajustée,
- le soutirage physique des sites n'est plus corrigé des ajustements à la hausse,
- prise en compte uniquement des termes de consommation sur le RPD : la consommation sur le RPD est la consommation brute non nettée de la production, hors GRD en modalités simplifiées 1.

De manière symétrique, il est proposé de calculer l'injection physique d'un périmètre de responsable d'équilibre comme la somme des termes suivants :

- l'énergie injectée par les groupes de production raccordés au RPT ;
- l'énergie injectée par les sites d'injection ou groupe(s) de production titulaires d'un contrat de service de décompte ou d'un contrat de prestations annexes ;
- l'énergie correspondant aux consommations hors bloc des sites raccordés au RPT lorsque celles-ci sont négatives ;
- l'énergie correspondant aux termes d'injection sur le RPD pour les GRD hors modalités simplifiées 1.

4.3 Intégration de certains coûts de contractualisation

Les règles MA-RE actuellement en vigueur prévoient que certaines charges de contractualisation soient portées par le compte « ajustement-écart ».

Dans le cadre de la contractualisation des réserves rapide et complémentaire, (i) les capacités proposées doivent être agréées via la réalisation de tests sur le mécanisme d'ajustement afin de valider l'aptitude technique des capacités et (ii) les acteurs retenus dans le cadre de l'appel d'offres devront disposer d'un lien de télécommunication à haute disponibilité entre RTE et les receveurs d'ordre concernés lorsque les ordres d'ajustement seront transmis par voie informatique (cf. §2.5).

Les tests d'agrément sont réalisés sur le mécanisme d'ajustement. Il est donc économiquement justifié que les RE déséquilibrés lorsque les tests sont réalisés financent les tests à hauteur du prix marginal d'ajustement (PMA) : si le test n'avait pas eu lieu, une autre offre aurait été appelée à un prix supérieur au PMA.

Le coût résiduel des tests (surcoût des tests lorsque le prix d'offres est supérieur au PMA), et le coût des liens de télécommunication devraient être portés par l'acteur d'ajustement, qui pourrait alors intégrer ce surcoût dans la prime fixe proposée à RTE. La sélection des offres retenues lors de l'appel d'offres permettrait alors de retenir les offres les moins chères en tenant compte de tous ces centres de coûts (mise à disposition des capacités, tests et lien de télécommunication).

Cependant, RTE considère également que l'affectation totale de ces coûts à l'acteur d'ajustement peut freiner la concurrence :

1. le coût du lien de télécommunication ne dépend pas de la capacité détenue par l'acteur : ce coût est donc proportionnellement moins important pour les acteurs disposant d'un portefeuille de capacité important ;
2. les capacités existantes sont soit déjà agréées, soit peuvent faire valoir des activations passées sur le MA, ce qui limite le nombre de tests à réaliser et donc le coût des tests, ce qui avantage *in fine* les acteurs en place.

RTE propose donc que ces coûts soient partiellement portés par les acteurs de marché qui financent la contractualisation, à hauteur :

1. d'un lien de télécommunication par acteur d'ajustement ;
2. du surcoût des tests d'agrément pour le coût de l'énergie livrée lors des tests.

Annexe 1. **ETUDE DES MODALITES DE FINANCEMENT DES CAPACITES D'EFFACEMENT ET DES RESERVES RAPIDE ET COMPLEMENTAIRE PAR LA COMMUNAUTE DES RESPONSABLES D'EQUILIBRE**

1.1 Contexte et introduction

Au cours des derniers mois, la concertation sur les appels d'offres organisés à RTE pour réservation de puissance sur le mécanisme d'ajustement (réserves rapide et complémentaire, effacements de consommation) a notamment porté sur le financement de ces appels d'offres. Le sujet a ainsi été soulevé par plusieurs acteurs de marché lors des précédentes réunions plénières de la Commission Accès aux Marchés (CAM) du CURTE. RTE a indiqué être prêt à réexaminer la question, selon un calendrier pertinent au regard des prochains appels d'offres et de la révision structurelles des règles portant sur le mécanisme d'ajustement (MA) et le dispositif de responsable d'équilibre (RE).

En réponse à la saisine de RTE du 14 juin 2012 sur l'approbation des modalités de l'appel d'offre pour la contractualisation des capacités d'effacement, par courrier en date du 12 juillet 2012, la CRE a également demandé à RTE « *que les modalités de financement des réserves rapides et complémentaires et des capacités d'effacement fassent l'objet d'une étude qui devra être portée à la connaissance de la CRE d'ici la fin de l'année 2012* ». Cette demande a été reprise dans la délibération du 13 décembre 2012 portant approbation de la révision du prix proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre.

Le calendrier institutionnel particulièrement dense depuis la mi 2012 sur les sujets traités par la CAM[7] n'a pas permis de traiter cette question jusqu'ici. RTE souhaite néanmoins que les évolutions possibles puissent être mises en œuvre lors des prochains appels d'offres (contrats débutant en 2014) et intégrées à la prochaine évolution des règles MA/RE qui sera mise en consultation d'ici la fin de l'année 2013 sous réserve d'un avancement suffisant des travaux portant sur la déclinaison réglementaire de l'article 14 de la loi Brottes.

La présente note détaille les modalités de financement actuelles et étudie sur le plan économique les financements des capacités d'effacement et des réserves rapides et complémentaires. Ses conclusions seront présentées lors de la réunion plénière de la CAM du CURTE du 2 octobre 2013, à l'issue de laquelle RTE recueillera les positions des participants (à transmettre à RTE d'ici au vendredi 11 octobre).

1.2 Bases juridiques

1.2.1 Bases législatives

Les appels d'offres permettant à RTE de réserver de la puissance sur le MA ont pour fondement des dispositions législatives différentes.

[7] Règles d'organisation du mécanisme de capacité, déclinaison réglementaire de la loi Brottes sur la valorisation des effacements sur les marchés et le MA, rédaction des premières règles services systèmes, appel d'offres interruptibilité, refonte des règles du mécanisme d'ajustement

En premier lieu, la constitution des réserves rapide (activable en 13 minutes) et complémentaire (activable en 30 minutes) est réalisée en application des articles L. 321-10 et L. 321-11 du code de l'énergie, qui permet à RTE de conclure des contrats avec les acteurs de marchés afin de « *veiller à la disponibilité et la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau* ».

En second lieu, les appels d'offres « effacements » sont désormais réalisés sur la base de dispositions à effets transitoires des récentes lois énergie (article 7 de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité , puis article 13 de la loi n n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes), qui font elles-mêmes référence à l'article L. 321-12 du code de l'énergie :

> *« [à] titre transitoire, afin de contribuer à la sécurité d'approvisionnement, notamment pendant les périodes de pointe de consommation, et pour l'application du troisième alinéa du III de l'article 15 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité [devenu article L. 321-12 du code de l'énergie], le gestionnaire du réseau public de transport organise un appel d'offres selon des modalités, notamment s'agissant des volumes, des prix fixes et des prix variables, approuvées par la Commission de régulation de l'énergie, pour mettre en œuvre des capacités d'effacement additionnelles sur une durée de trois ans. Cet appel d'offres est renouvelé annuellement jusqu'à la publication du décret en Conseil d'Etat visé à l'article 4-2 de la même loi [devenu article L. 335-6 du code de l'énergie]».*

La question du financement est partiellement évoquée par les textes en question ou les discussions ayant conduit à leur adoption :

- l'article L. 321-12 du code de l'énergie précise que « *les coûts associés sont répartis entre les utilisateurs de ces réseaux et les responsables d'équilibre dans le cadre du règlement des écarts* » ;
- l'exposé des motifs de l'amendement déposé par le Gouvernement le 16 janvier 2013 à l'Assemblée Nationale et approuvé par le Parlement, devenu depuis l'article 13-II de la loi Brottes reconduisant les appels d'offres effacements, précise que le financement de l'appel d'offres sera couvert par le coefficient c du compte ajustements-écarts.

1.2.2 Bases réglementaires

Les charges de contractualisation des réserves rapide et complémentaire et des offres d'effacement sont inscrites au compte ajustement-écarts, selon des modalités approuvées par la CRE. Leur financement est assuré par un prélèvement proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre dont le niveau est défini par un coefficient, appelé coefficient « c ». Ce mode de financement fait donc porter les charges de contractualisation aux responsables d'équilibres des fournisseurs d'électricité.

Concernant les réserves rapide et complémentaire, les modalités de financement sont décrites dans le chapitre F.5 des règles relatives à relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement (section 1). La dernière version complète des règles a été approuvée par la CRE dans sa délibération du 29 mai 2013 portant approbation des règles proposées par RTE relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, mais ce paragraphe n'a pas fait l'objet de modifications récentes.

Concernant les effacements, les modalités de financement sont approuvées par la CRE lors de chaque appel d'offres (ainsi, dernièrement, dans la délibération du 12 juillet 2012 sur les modalités de l'appel d'offre effacement organisé par RTE [« *la CRE approuve les modalités de l'appel d'offres proposées par RTE et l'inscription des charges de contractualisation de réservation de puissance au compte Ajustement-Ecarts* »] ou dans celle du 20 juin 2013 portant approbation de l'inscription des charges de contractualisation dans le compte ajustements-écarts.

1.3 Cadre général de l'étude

1.3.1 Les modalités possibles de financement

Quatre modalités possibles de financement sont en théorie envisageables :

- les utilisateurs du réseau (le TURPE) ;
- les fournisseurs par l'intermédiaire de leurs RE (le coefficient c) ;
- les producteurs par l'intermédiaire de leurs RE (non utilisé à ce jour) ;
- les responsables d'équilibre sur la base de leurs écarts constatés (le coefficient k du compte ajustements-écarts).

1.3.2 Les paradigmes possibles

La question de la décomposition entre injections et soutirages a été soulevée dans les instances de concertation dès l'origine du mécanisme d'ajustement. En 2004, un GT de la CAM a traité du sujet, conduisant à dégager deux visions différentes :

- vision n°1 : les réserves rapide et complémentaire contractualisées sont constituées pour répondre à des *évènements spécifiques* entrainant de fortes variations de puissance (perte d'un groupe de production, brusque variation de la demande) ;
- vision n°2 : les réserves contractualisées sont utilisées au même titre que les autres offres d'ajustement sur le mécanisme d'ajustement (donc interclassées dans la préséance économique) et elles participent de manière générale à la garantie d'approvisionnement des consommateurs.

Ces deux visions aboutissaient à conclusions différentes concernant les modalités de financement :

- dans le cadre de la vision n°1, les modalités de financement suivantes ont été envisagées : intégration dans le facteur k (les responsables d'équilibre à l'origine des écarts supportent les coûts de contractualisation), financement par les RE avec une assiette injection et une assiette soutirage, financement par l'injection et le soutirage avec suivi et affectation aux producteurs responsables des écarts pour la partie injection ;

- dans le cadre de la vision n°2, les modalités suivantes ont été envisagées : maintien du financement pour les soutirages des RE, intégration dans le TURPE.

En l'absence de consensus, le *statu quo* a été retenu à la suite de ces travaux, et la suite des contractualisations de puissance ont toutes été financées par le coefficient c.

Pour autant, cette question reste d'actualité, ce qui explique qu'une nouvelle discussion soit engagée à ce stade.

1.4 Le financement des réserves rapide et complémentaire

RTE contractualise les réserves rapide et complémentaire pour répondre aux exigences de la Policy 1 d'ENTSOE qui demande à chaque gestionnaire de réseau de transport d'être en mesure de rétablir en moins de quinze minutes les déséquilibres à l'intérieur de sa zone de réglage (i.e. ramener la fréquence à sa valeur nominale de 50Hz et ramener les flux programmés sur les interconnexions à leurs valeurs de référence). Ces exigences seront reprises dans le futur code de réseau européen LFC&R (« *Load Frequency control & reserves* ») en cours de rédaction.

1.5 Rappel sur la gestion de la fréquence au niveau européen

En cas de déséquilibre entre l'offre et la demande dans la zone synchrone européenne :

- la réserve primaire agit dans un premier temps en quelques secondes et permet de stopper la dérive de la fréquence. La réserve primaire est mutualisée entre tous les pays de la zone synchrone (3000 MW doivent être disponibles à chaque instant sur la zone européenne interconnectée); l'activation est automatique sur toutes les entités participant à la réserve primaire au prorata de l'écart de fréquence (la totalité des 3000MW est activée pour un écart de 200mHz par rapport à la fréquence nominale de 50Hz) indépendamment de la zone de réglage dans laquelle est survenu l'alea à l'origine de l'écart de fréquence. Sur les 3000MW au niveau, environ 600MW sont alloués à la France ;
- chaque zone de réglage dispose ensuite de 15 minutes pour rétablir le solde des échanges à leurs valeurs de référence. Le réglage secondaire est alors sollicité (réglage automatique asservi à un niveau national établi par RTE) ainsi que des réserves manuelles disponibles en moins de quinze minutes.

La réserve secondaire et la réserve rapide constituent ainsi deux produits activables en moins de quinze minutes, qui après sollicitation de la réserve primaire, permettent à RTE de rétablir la fréquence et les échanges aux frontières selon les exigences réglementaires.

1.5.1 Les origines de l'activation des réserves rapide et complémentaire

Afin de déterminer la clé de répartition la plus pertinente, RTE a analysé les causes d'activation de la réserve rapide au cours des derniers mois. Les activations de la réserve rapide font suite à des variations de l'équilibre offre-demande de dynamique rapide. Celles-ci sont essentiellement dues à deux paramètres[8] :

[8] A titre exceptionnel, un aléa portant sur le réseau de transport ou les interconnexions peut contribuer à une décision de sollicitation de RR/RC, mais ce cas est extrêmement minoritaire. Dans ce cas, RTE prend à sa charge les coûts liés à l'activation de l'énergie, mais ne procède pas au retraitement au prorata des charges de

- la perte d'un ou plusieurs groupes de production ;
- des variations rapides à la hausse de la demande (reprises tarifaires, évolution à la hausse des échanges commerciaux avec l'étranger par exemple).

Néanmoins, il apparaît très complexe d'attribuer *a posteriori*, de manière précise et incontestable, les causes des ajustements réalisés au titre des réserves rapide et complémentaire. En effet, les situations rencontrées en exploitation sont le plus souvent caractérisées par la multiplicité des aléas et leur caractère dynamique. A ce stade, seules des considérations « à dire d'expert » (ou sur la base de statistiques sur les plus grands évènements) peuvent donc être avancées :

- les phénomènes de type « perte de groupe de production » ou « changement de programmes d'échanges commerciaux » sont en partie repérables. Cependant, il n'y a pas adéquation entre ces phénomènes et les ajustements activables en moins de quinze minutes, ceux-ci pouvant être sollicités pour répondre à des phénomènes de dynamique lents lorsque cela est compatible avec la préséance économique ;
- au cours des derniers mois, seule la perte d'un groupe de production a conduit à l'activation de la totalité de la réserve rapide (et complémentaire) contractualisée : les phénomènes de type « consommation » ne semblent pas, à eux seuls, susceptibles de conduire à l'utilisation de la totalité du gisement ;
- l'activation de la réserve rapide et complémentaire peut être nécessaire même dans le cas où les acteurs étaient initialement bien couverts ;

Ces premières considérations conduisent pour RTE :

- à écarter la piste du TURPE pour financer ces réserves du fait de la probabilité d'occurrence extrêmement marginale d'un évènement « réseau » susceptible de conduire à l'activation de la RR/RC ;
- à établir que la réserve rapide et complémentaire est activée pour des raisons portant à la fois sur l'offre comme sur la demande, et souvent les deux à la fois ;
- à constater que le motif « aléa sur le parc de production » semble aujourd'hui prépondérant lorsque la *totalité* du volume doit être sollicité.

Une troisième piste est envisageable : le financement par le coefficient k du compte RE/MA, c'est-à-dire par les acteurs en déséquilibre. Cette perspective présente certains avantages théoriques mais également les inconvénients suivants :

- elle néglige la dynamique des phénomènes étudiés : des actions pour reconstitution des marges peuvent être ordonnées par RTE sur la base de déséquilibres prévisionnels des acteurs, mais ceux-ci peuvent encore se rééquilibrer par leurs propre moyens : une action pour reconstitution des marges a alors eu lieu sans que l'acteur qui l'a rendu nécessaire ne soit identifié a posteriori comme étant en situation d'écarts du fait des actions d'équilibrage réalisées sur son périmètre ;
- elle ne permet pas d'intégrer la dimension assurantielle liée aux réserves (les marges sont dimensionnées en fonction d'une modélisation des aléas selon des lois de probabilité) : ainsi, à titre d'exemple, la réserve rapide demeure dimensionnée en fonction du volume de la plus

contractualisation de la RR/RC.

grosse unité de production couplée au système français indépendamment des écarts des acteurs.

Pour toutes ces raisons, RTE propose de ne pas financer la contractualisation des réserves rapides et complémentaires par l'intermédiaire du coefficient k.

En conclusion, RTE propose de maintenir le financement des réserves rapide et complémentaire par les responsables d'équilibre puisque leurs déséquilibres sont à l'origine de la constitution et du dimensionnement de ces réserves. En revanche, il semble naturel de partager le financement des réserves rapides et complémentaires entre l'injection et le soutirage, soit en faisant porter l'ensemble des coûts sur une nouvelle composante basée sur les injections physiques, soit en partageant équitablement les coûts entre les injections et les soutirages faute de meilleure clé de répartition.

1.6 Le financement des capacités d'effacement

Contrairement aux réserves rapide et complémentaire, les effacements sont contractualisés du fait d'une obligation législative et non de critères liés à la sûreté du système. L'appel d'offre est réalisé en application de la loi (NOME puis « Brottes ») avec comme objectif de favoriser l'émergence de la filière effacement et de préparer la mise en place du mécanisme de capacité.

L'appel d'offres effacement doit permettre la réduction du prix de règlement des écarts en favorisant la participation au mécanisme d'ajustement de nouvelles capacités susceptibles d'être appelées sur le MA (les modalités mises en vigueur depuis 2012 prévoient l'existence de plafonds sur les prix variables). Il permet surtout la réduction du coût des ajustements pour constitution des marges à échéance, notamment en évitant le démarrage de groupes de production thermiques dans certaines situations.

Les acteurs qui sont équilibrés (au sens du dispositif de RE) ne bénéficient pas du premier effet de réduction du prix de règlement des écarts.

En revanche, de manière identique à la problématique des réserves rapide et complémentaire, la réduction des ajustements pour cause marge bénéficie à l'ensemble des acteurs. Or les gains réalisés sur les ajustements pour cause « marge » constituent la majeure partie de la valeur des contrats d'effacement sur le mécanisme d'ajustement, comme l'attestent les retours d'expérience successifs réalisés par RTE.

Le tableau suivant illustre ainsi les coûts de contractualisation associés aux appels d'offres effacement, et la répartition des gains associés (gains liés à la baisse du prix de règlement des écarts et les gains pour cause marge).

	Gains réalisés en diminution du prix de règlement des écarts	Gains réalisés en diminution des ajustements pour cause marge	Montant de l'appel d'offre
2008/2009	101k€	535k€	0,84M€
2009/2010	250k€	40k€	0,67M€
2011	47k€	226k€	2,44M€
2012	170k€	2,2M€	6,22M€

Tableau 1 - Estimation des gains liés aux effacements[9]

Il semble donc légitime que l'essentiel des coûts associés soit porté par une composante « mutualisante ».

Concernant la clé de répartition, le même type de raisonnement s'applique que pour les réserves rapide et complémentaire, à ceci près que le dimensionnement des AO n'est pas basé sur le volume de la plus grosse unité de production couplée. Dès lors :

- une analyse basée sur les causes d'activation conduirait, faute d'une meilleure clé de répartition, à retenir une pondération de type « 50-50 » entre les injections et les soutirages ;
- l'analyse institutionnelle plaide quant à elle pour la poursuite d'un financement par les soutirages au titre du coefficient c, ce qui est à la fois conforme à l'exposé des motifs du Gouvernement en janvier 2013 et à la cible (le mécanisme de capacité est basé sur des obligations pour les fournisseurs).

1.7 Synthèse

RTE propose :

- que les coûts des appels d'offres demeurent portés par les responsables d'équilibres plutôt que par le TURPE ou par l'intermédiaire du coefficient k ;
- que l'assiette de financement soit élargie pour intégrer les injections, selon deux modalités possibles :
    - un financement de l'ensemble des charges de contractualisation (réserves rapides et complémentaires, appels d'offres effacements) divisé de manière égale entre deux composantes proportionnelles aux injections et aux soutirages ;
    - un financement des charges de contractualisation de la réserve rapide et complémentaire uniquement par un coefficient proportionnel aux injections, et un financement des charges de contractualisation des appels d'offres effacement par un coefficient proportionnel aux soutirages.

Les travaux sur la refonte du mécanisme d'ajustement devraient conduire RTE, à la fin de l'année 2014, à disposer d'une actualisation de la présente analyse sur les causes d'appel des réserves. La question de la clé de répartition injections-soutirages pourra alors être réexaminée, dans le cadre des réflexions générales sur les évolutions du MA/RE.

[9] Toutes les entités d'ajustement soutirage des acteurs d'ajustement disposant d'un contrat d'effacement avec RTE (hors entités d'ajustement réservées par d'autres mécanismes : réserves rapides, réserves complémentaires, Bretagne)

Annexe 2. SUPPRESSION DE L'EFFET « PROPAGATION »

La présente annexe illustre, à partir d'un exemple de programme d'échanges entre trois responsables d'équilibre, l'effet « propagation » ainsi que l'impact des propositions alternatives à cet effet soumises par les acteurs lors de la consultation, telles que mentionnées à l'article 3.2.3.3 du présent rapport.

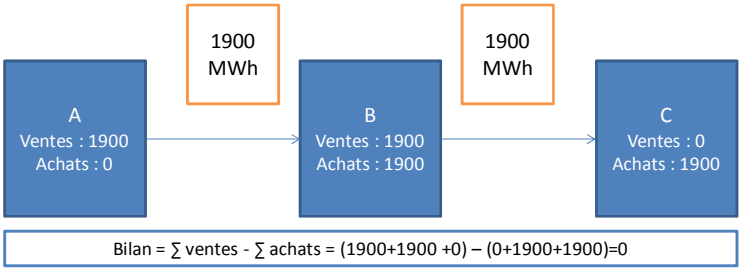
2.1 Exemple de situation

Les responsables d'équilibres A, B, C, n'ayant pas fourni de garantie bancaire à RTE, ont un volume d'énergie journalier autorisé égal à 1800 MWh conformément aux règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre. Au guichet de notification d'échange de blocs de 16h00, en J-1 :

- le responsable d'équilibre A déclare, à 16h00 en J-1, une vente (un programme d'échanges de blocs) de 1900 MWh vers le responsable d'équilibre B pour la journée J.
- le responsable d'équilibre B déclare un achat de 1900 MWh au responsable d'équilibre A et une vente de 1900 MWh vers le responsable d'équilibre C pour la journée J.
- le responsable d'équilibre C déclare, quant à lui, un achat de 1900 MWh au responsable d'équilibre B pour la journée J.

Aucun autre échange de blocs n'est déclaré par ces responsables d'équilibre.

Les déclarations des RE sont illustrées dans le schéma ci-dessous :



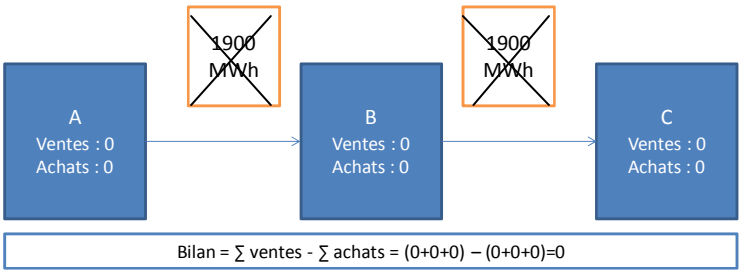
Le bilan (ventes – achats) des transactions **déclarées** entre A, B et C est nul.

2.2 Dispositions prévues au projet de règles soumis à approbation

Par application de la section 3 de règles relatives au dispositif d'échange de blocs, prévoyant la suppression des ventes (programmes d'échanges de blocs à la vente) des responsables d'équilibre dépassant leur volume d'énergie journalier autorisé à la fermeture du guichet de notification d'échanges de blocs J-1, le processus suivant est enclenché :

- (i) la vente de 1900 MWh de A vers B n'est pas prise en compte (1900 MWh étant supérieur à la limite autorisée de 1800 MWh) - dès lors les ventes de l'acteur A et les achats de l'acteur B sont égaux à zéro ;
- (ii) par effet de propagation, la vente de 1900 MWh de B vers C n'est pas prise en compte (1900 MWh étant supérieur à la limite autorisée de 1800 MWh) – dès lors les ventes de l'acteur B et les achats de l'acteur C sont égaux à zéro.

A la fermeture du guichet, les transactions retenues sont illustrées dans le schéma ci-dessous :



Le bilan (ventes – achats) des transactions **retenues** entre A, B et C est nul.

2.3 Dispositions proposées par les acteurs dans le cadre de la concertation :

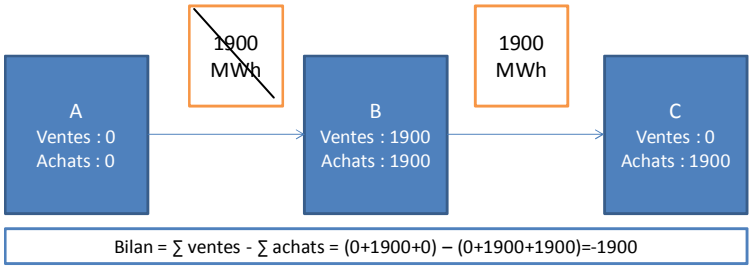
Deux propositions ont été soumises par les acteurs dans le cadre de la concertation afin de supprimer l'effet de propagation.

La première solution consiste à ne supprimer que les ventes de l'acteur dépassant son volume d'énergie journalier sans supprimer les achats aux contreparties.

Par application de cette proposition, le processus suivant serait enclenché :

- (i) la vente de 1900 MWh de A vers B ne serait pas prise en compte (1900 MWh étant supérieur à la limite autorisée de 1800 MWh) - dès lors les ventes de l'acteur A seraient égales à zéro et les achats de l'acteur B seraient maintenus à 1900 MWh ;
- (ii) l'acteur B étant équilibré, la vente de 1900 MWh de B vers C serait prise en compte (0 MWh étant inférieur à la limite autorisée de 1800 MWh) - dès lors les ventes de l'acteur B et les achats de l'acteur C seraient égaux à 1900 MWh.

A la fermeture du guichet, les transactions retenues sont illustrées dans le schéma ci-dessous :



Le bilan (ventes – achats) des transactions **retenues** entre A, B et C serait égal à 1900 MWh. RTE considère que la proposition n'est pas acceptable car l'équilibre des échanges n'est plus garanti (le bilan des transactions est différent de zéro).

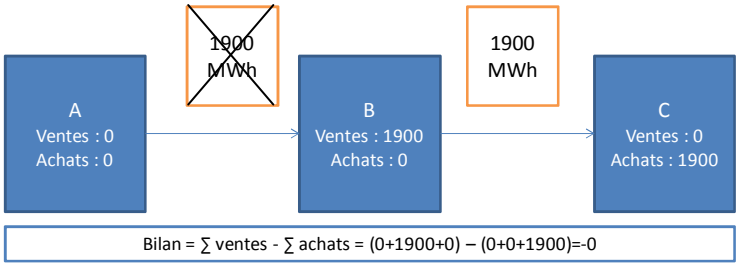
La deuxième solution consiste à supprimer l'effet propagation en ne contrôlant pas le dépassement du volume d'énergie journalier autorisé d'un responsable d'équilibre dès lors qu'il a subi l'annulation de toute ou partie de ses achats du fait du dépassement du volume d'énergie journalier autorisé d'une ou plusieurs de ses contreparties.

Par application de cette proposition, le processus suivant serait enclenché :

- (i) la vente de 1900 MWh de A vers B ne serait pas prise en compte (1900 MWh étant supérieur à la limite autorisée de 1800 MWh) - dès lors les ventes de l'acteur A et les achats de l'acteur B seraient égaux à zéro ;

- (ii) en supprimant le contrôle du respect du volume d'énergie journalier autorisé par l'acteur B, la vente de 1900 MWh de B vers C serait prise en compte – dès lors les ventes de l'acteur B et les achats de l'acteur C seraient égaux à 1900 MWh.

A la fermeture du guichet, les transactions retenues sont illustrées dans le schéma ci-dessous :



Le bilan (ventes – achats) des transactions **retenues** entre A, B et C serait nul, toutefois RTE considère que la proposition n'est pas acceptable à deux égards :

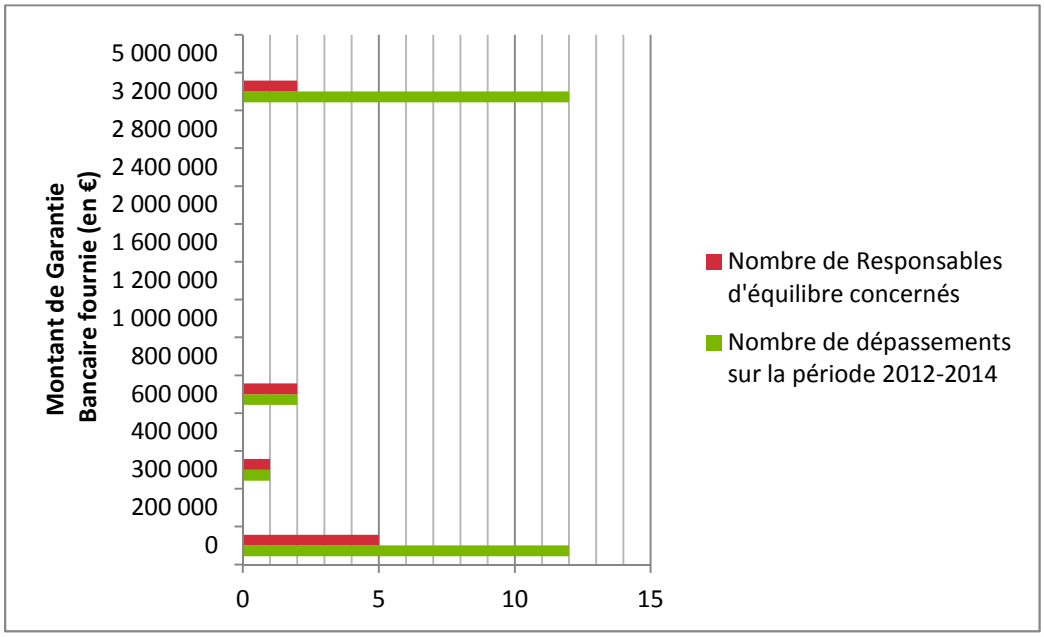
- A et B auraient pu s'organiser en amont pour frauder. RTE ne serait pas couvert contre le risque engendré par le responsable d'équilibre B dans ce cas ;
- le résultat du matching pourrait être différent suivant l'ordre de prise en compte des RE dans l'algorithme NEB et dans une situation où la chaîne concernerait plus de responsables d'équilibre.

En conclusion, RTE considère qu'il n'est pas souhaitable, pour la communauté des acteurs de supprimer l'effet de propagation. RTE rappelle que cette situation, restera néanmoins très exceptionnelle voir inexistante (au vu des échanges de blocs observés aujourd'hui entre les acteurs et les volumes d'énergie journaliers autorisés).

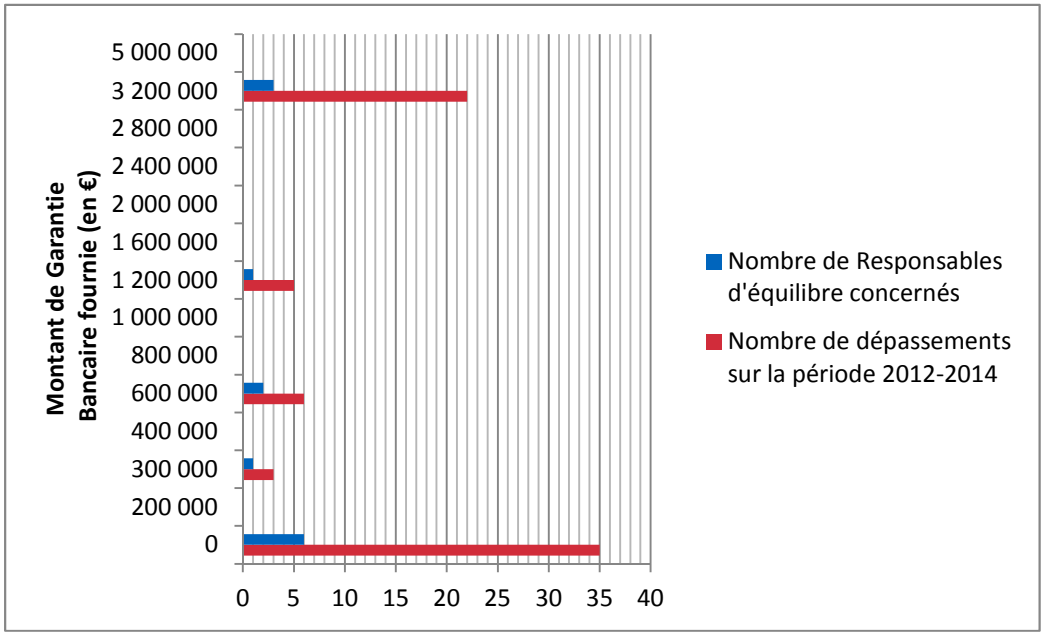
Annexe 3. ETUDE DES ENCOURS DES ACTEURS

Sur la base des garanties bancaires actuellement fournies par les acteurs et de leurs montants des factures d'écarts, RTE propose dans les tableaux ci-dessous une vision synthétique des impacts de la mise en place d'un suivi des encours systématique.

Sur la base d'un encours égal au montant d'une (1) facture d'écarts mensuelle, dix responsables d'équilibre auraient été notifiés d'un dépassement d'encours entre 2012 et 2014, dont cinq acteurs ne fournissant pas de garantie bancaire.



Sur la base d'un encours égal au montant de trois (3) factures d'écarts mensuelles, treize responsables d'équilibre auraient été notifiés d'un dépassement d'encours entre 2012 et 2014, dont six acteurs ne fournissant pas de garantie bancaire.



RTE considère que cette proposition, dans la continuité des règles en vigueur prévoyant un suivi du bilan financier des acteurs, permet un renforcement du dispositif de sécurisation financière existant notamment par l'ajout d'un encours autorisé pour les petits acteurs, tout en maintenant le principe de franchise et en limitant l'impact sur les acteurs existants (pas d'augmentation des montants de GB , limitation des impacts sur les acteurs au vu du nombre de dépassements identifiés ci-dessus).

Annexe 4. **REPONSE DE RTE AUX REMARQUES DES ACTEURS**

Section 1 – Article 1 : Définitions

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	1.	"Les définitions prévalent sur ... " : les différentes Sections des Règles doivent être cohérentes entre elles. Un chapitre de Définitions commun à toutes les règles (Section 1, section 2, section 3, règles NEBEF) permettrait d'assurer cette cohérence.		RTE assure la cohérence entre les définitions des différentes sections des règles MA-RE et des différents jeux de règles.
EDF	1.	Dans le projet de Règles mis en consultation, RTE propose de supprimer un certain nombre d'illustrations ou exemples (par exemple, D.4.2 "Parcours d'une offre d'ajustement") : EDF considère que ces illustrations sont nécessaires à la bonne compréhension des Règles, et demande leur maintien (dans les limites prévues par l'actuel article A.2, qui précise que *"Les illustrations schématiques et les exemples donnés dans les Règles ont uniquement vocation à illustrer les dispositions des Règles par des cas concrets et n'ont aucune valeur contractuelle entre les Parties*")	Maintien des illustrations et du §1.2 (ex A.2)	Ce schéma est non contractuel et n'a donc pas sa place dans les règles. En revanche, RTE étudiera la possibilité d'étoffer la page des règles MA-RE sur son site internet et pourrait ainsi y faire figurer un tel schéma.
GRD	Accord de Participation	*"...adhérer aux Règles en vue de devenir Responsable de Programmation et/ou Acteur d'Ajustement"* Dès lors que le terme Règles concerne les sections 1, 2 et 3 comme le prévoit la définition alors il convient de préciser que le terme Participant ici ne s'applique qu'à la section 1 sinon il pourrait aussi avoir un accord de participation en tant que RE	"Contrat ou Protocole conclu entre RTE et un Participant, conforme à l'un des modèles joints en Annexe 2 et en Annexe 3 de la présente section 1…"	Afin de ne pas alourdir le texte, l'article XXX ou l'annexe XXX est un(e) article/annexe de la section 1. Si ce n'est pas le cas, il est précisé l'article XXX/annexe XXX de la section 2 ou 3.
GRD	Auxiliaires	"… à un Site de Production et soutirant de l'énergie électrique sur le Réseau."	"… à un Site de Production et soutirant de l'énergie électrique sur le Réseau auquel le Site est raccordé."	L'ajout de la mention "auquel le Site est raccordé" laisse entendre que la définition ne concerne que les sites directement raccordés au RPT ou au RPD alors qu'elle porte sur tous les sites (y compris ceux indirectement raccordés au Réseau).
GRD	Barème Forfaitaire	Relève des règles NEBEF		La définition actuellement utilisée dans les règles NEBEF fait référence aux programmes et chroniques d'effacement. Ces concepts ne sont pas pertinents dans le cadre du MA. La définition NEBEF n'est donc pas transposable à l'identique dans les règles MA-RE. Il semble préférable que, de manière transitoire, ces deux définitions coexistent.
EDF	Barèmes forfaitaires	Précision	Barème**s établis en fonction des caractéristiques des sites de production dont la consommation est en tout ou partie effacée**, défini**s** en euros par mégawattheure pour chaque Pas Demi-Horaire, en application ~~duquel~~ **desquels** RTE calcule le montant du versement dû par l'Opérateur d'Effacement aux Fournisseurs des Sites de Soutirage au Modèle Régulé réalisant des Effacements de Consommation d'électricité.	La modification a été effectuée à ceci près que le terme production a été remplacé par consommation.
GRD	Catégorie d'Effacement	Relève des règles NEBEF		La rédaction a été adaptée.
EDF	Catégorie d'Effacement	Précision	Ensemble fondé sur des caractéristiques techniques et économiques fixées par l'arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie mentionné à l'article 14 du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014 et ~~déterminant~~ **servant, sur la base du volume d'effacement certifié, à déterminer** le niveau de la prime versée aux Opérateurs d'Effacement.	Cette définition est traitée par les règles NEBEF.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	CARD	Le contrat d'accès au réseau d'un site raccordé au réseau de distribution peut prendre plusieurs formes : soit un CARD conclu directement avec le GRD, soit un Contrat Unique, soit un Contrat Intégré.	"Il est conclu soit directement par l'Utilisateur avec le GRD (CARD) soit par l'intermédiaire d'un acteur habilité (Contrat Unique ou Contrat Intégré)."	La définition proposée par RTE est bien celle du CARD, il convient donc de la conserver.
GRD	Contrat de Prestations Annexes	Les prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics d'électricité font l'objet d'un décision ministérielle. Chaque gestionnaire de réseau public peut proposer aux utilisateurs raccordés à son réseau, aux tiers autorisés par ces utilisateurs et aux responsables d'équilibre les prestations annexes décrites dans cette décision.	"Contrat que peut conclure RTE ou un GRD avec un Utilisateur, selon qu'il est raccordé au réseau public de transport ou d'électricité, portant sur…"	RTE souhaite se rapprocher des GRD pour mesurer la portée et l'intérêt d'une telle modification. RTE propose donc de ne pas introduire cette modification dans l'immédiat.
EDF	Contrat intégré	Cette notion n'ayant pas de fondement juridique ni d'utilisation spécifique dans le corpus de Règles en dehors d'isoler les cas de contrats {intégré et unique} d'un côté, et {CART, CARD, Décompte} d'autre part, EDF recommande de ne pas rendre les règles plus complexes et de supprimer cette notion pour conserver la référence à la seule notion de "contrat unique" comme cela est le cas dans les règles en vigueur.		A la lecture de l'article L. 111-92, RTE considère comme préférable de conserver la distinction entre contrat intégré et contrat unique puisque ce dernier ne recouvre que les clients ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur.
GRD	Contrat Intégré	Il existe aussi des contrats intégrés en injection : les contrats en Obligation d'Achat conclu avant la loi du 10 février 2000 sont des contrats intégrés comportant à la fois des clauses relatives à l'accès au réseau et des clauses relatives à l'achat de l'énergie produite.	Contrat conclu entre : - soit le Fournisseur historique et un Consommateur. Ce contrat a pour objet tant les modalités de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente que les modalités techniques juridiques et financières d'accès au réseau d'électricité. - soit l'acheteur historique et un Producteur. Ce contrat a pour objet tant les modalités d'achat d'électricité aux tarifs réglementés de l'obligation d'achat que les modalités techniques juridiques et financières d'accès au réseau d'électricité.	Dans le cadre des règles MA-RE, RTE souhaite viser uniquement le lien contractuel entre le fournisseur historique et le consommateur.
GRD	Effacement de Consommation d'électricité	relève du décret et des règles NEBEF. Il semble prudent de ne pas répéter dans les règles les définitions traitées par la règlementation qui peut évoluer		Malgré sa contingence, RTE estime que cette définition reste nécessaire.
EDF	Entité de Prévision	Entité de prévision : EDF demande que les modalités d'agrégation existantes soient maintenues.	Unité élémentaire **ou agrégée** correspondant à un ou plusieurs Groupes de Production […].	RTE propose de supprimer "élémentaire" pour des raisons de clarté.
EDF	Fond pour la collecte	Fond pour la collecte : préciser si le fond sera commun à NEBEF, la formulation laisse entendre que oui (tandis que le 4.6.2.3.1.1 laisse entendre qu'il s'agirait d'un fonds distinct)		Les sommes afférentes à NEBEF et au mécanisme d'ajustement seront gérées distinctement.
GRD	Fonds pour la Collecte et le Paiement du Versement	Relève des règles NEBEF		Ce fonds est bien nécessaire au fonctionnement du MA.
GRD	Fournisseur d'Electricité ou Fournisseur	Les fournisseurs qui exercent l'activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finals doivent être titulaires d'une autorisation conformément à l'article 333-1 du code de l'énergie. C'est un point essentiel de la définition à rappeler		Une rédaction a été proposée.
GRD	Groupe de Production	Cette notion n'existe dans aucun texte réglementaire, elle n'est pas utilisée par les GRD. Les textes reconnaissent l'Installation de Production qui est autorisée au sens du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000 modifié ou est réputée autorisée à exploiter au titre de l'article L311-6 du code de l'énergie. Cette installation fait nécessairement l'objet d'un contrat d'accès au réseau l'autorisant à injecter sur le réseau auquel elle est raccordée ou le cas échéant d'un contrat de service de décompte (ou de prestation de décompte) convenu avec le gestionnaire de réseau concerné.		La notion de groupe de production et son lien avec l'installation de production sont définis dans le décret 2003-588 du 27 juin 2003.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	Installations de Comptage	Les index aussi peuvent être télérelevés. La relève qu'elle soit physique ou automatisée à distance est sous la responsabilité du GR	"… accès aux réseaux de télécommunication permettant la télérelève d'index et/ou de Courbes de Mesure. La ~~télé~~relève est effectuée par le Gestionnaire de Réseau…"	La rédaction a été adaptée.
GRD	Modèle Contractuel	Relève des règles NEBEF		Cette disposition relève autant des règles NEBEF que des règles MA-RE. Sa définition est présente dans les deux dispositifs et RTE s'assure de la cohérence d'ensemble.
GRD	Modèle Corrigé	Relève des règles NEBEF		Cette disposition relève autant des règles NEBEF que des règles MA-RE. Sa définition est présente dans les deux dispositifs et RTE s'assure de la cohérence d'ensemble.
GRD	Modèle Régulé	Relève des règles NEBEF		Cette disposition relève autant des règles NEBEF que des règles MA-RE. Sa définition est présente dans les deux dispositifs et RTE s'assure de la cohérence d'ensemble.
EDF	Notification	Date de notification pour les courriers recommandés : tenir compte de la date de première présentation, et non de l'avis de réception	"la date de ~~l'avis de réception~~ **première présentation** pour une lettre recommandée"	A la suite de cette remarque, RTE a adapté la rédaction et a précisé les différentes modalités.
GRD	Opérateur d'Effacement	Relève des règles NEBEF		Les règles NEBEF n'embrassent qu'une partie de ce qu'est un opérateur d'effacement. Le décret du 3 juillet 2014 stipule qu'un "opérateur d'effacement est une personne morale qui valorise sur les marchés de l'électricité ou sur *le mécanisme d'ajustement* [...]".
EDF	Profil	Profil et Profilage de la consommation ou de la production (ou Profilage) : la définition proposée pour le Profil évolue fortement par rapport à la rédaction en vigueur. EDF demande que ces deux notions renvoient aux définitions de la Section 2.		La rédaction a été adaptée.
GRD	Profil	Cette notion relève de la section 2 des règles. Les profils sont utilisés dans le cadre des règles pour la reconstitution des flux. Aucun profil n'est utilisé dans le cadre de la section 1		La rédaction a été adaptée.
GRD	Profilage	Cette notion relève de la section 2 des règles. Le profilage est utilisé dans le cadre des règles pour les besoins de la reconstitution des flux. Le profilage n'est pas utilisé dans le cadre de la section 1		La rédaction a été adaptée.
GRD	Puissance Souscrite d'un Site de Soutirage	relève des règles NEBEF : "Elle correspond à la plus grande des puissances souscrites, telles que définies dans le contrat d'accès au réseau d'un Site de Soutirage." Cette définition renvoie bien aux puissances souscrites au titre du TURPE quelque soit le contrat du client. La définition proposée ici est confusante car pourrait être entendue comme la puissance souscrite au titre de la fourniture.	Maximum des puissances souscrites au titre de l'accès au Réseau du Site de Soutirage telles que définies dans le Contrat d'Accès au Réseau de Distribution, dans le Contrat Unique ou dans le Contrat Intégré.	Dans le cadre dès règles MA-RE, le contrat d'accès au réseau désigne uniquement le CARD ou le CART. RTE souhaite également définir la puissance souscrite des sites en contrat unique ou intégré. RTE souhaite donc maintenir la mention des contrats unique et intégré et ajoute une précision sur les puissances souscrites à considérer.
GRD	Réglage Primaire de fréquence	Relève des règles SSY		Il est largement fait référence à cette notion dans la section 1 des règles MA-RE. Pour des raisons pratiques, il est donc préférable de conserver cette définition.
GRD	Réglage Secondaire fréquence/puissance	Relève des règles SSY		Il est largement fait référence à cette notion dans la section 1 des règles MA-RE. Pour des raisons pratiques, il est donc préférable de conserver cette définition.
GRD	Site de Soutirage Profilé	Relève de la section 2		Il est largement fait référence à cette notion dans la section 1 des règles MA-RE. Pour des raisons pratiques, il est donc préférable de conserver cette définition.
GRD	Site de	Relève de la section 2		Il est largement fait référence à cette notion dans la section

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
	Soutirage Télérelevé			1 des règles MA-RE. Pour des raisons pratiques, il est donc préférable de conserver cette définition.
GRD	Utilisateur	Il existe aussi des contrats intégrés en injection.	Personne morale ou physique ~~liée à~~ ayant conclu ~~RTE, à un GRD ou à un Fournisseur par~~ un Contrat d'Accès au Réseau ~~ou par un~~ (CART, CARD, Contrat de Service de Décompte, ~~ou par un~~ Contrat Unique ou Contrat Intégré) permettant l'utilisation soit en injection soit en soutirage du réseau public de Transport ou de Distribution.	La rédaction a été adaptée.

Section 1 – Article 2 : Dispositions générales

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	2.1	Indiquer que les conventions techniques peuvent aussi être conclues entre les GRD et les Parties (cette possibilité est mentionnée à l'article 2.12 et devrait figurer comme les conventions entre les Participants en 2.1).		La rédaction a été adaptée.
GRD	2.12	Le projet de règles ne prévoit pas comme cela est le cas dans les règles NEBEF la signature d'une convention entre l'acteur et le GRD dont le modèle est en annexe mais évoque la possibilité d'une convention technique. Cela est positif car évite aux acteurs de signer autant de conventions que de mécanismes, le GRD pouvant mutualiser les échanges liés à plusieurs mécanismes au sein d'une même convention. Il faudrait toutefois préciser, comme cela est le cas à l'article 3.4.1 des règles NEBEF que cela est un préalable lorsque l'acteur va rattacher des sites RPD dans son périmètre.	"Les échanges opérationnels entre les Parties et les GRD définis dans les Articles 3, 4 et 5 de la section 1 des Règles se font dans les conditions définies par les Règles SI, dans les conditions définies à l'Article 2.3.5 ou selon les dispositions prévues dans des conventions techniques particulières signées préalablement entre les Parties et les GRD."	La rédaction a été adaptée.
EDF	2.14	RTE a la possibilité de ne pas suspendre un acteur en cas de non paiement des sommes dues par un Acteur d'Ajustement : la règle devrait être celle de la suspension et le maintien de l'activité de l'Acteur d'Ajustement devra être justifié.	**Sauf à ce que RTE puisse justifier que des considérations liées à la sécurité du Réseau de Transport s'y opposent**, RTE suspend L'Accord de Participation en qualité d'Acteur d'Ajustement aux présentes Règles entre l'Acteur d'Ajustement et RTE~~, peut être suspendu par RTE~~ dans les cas suivants (...)	La formulation proposée par RTE permet d'exclure les cas mettant en jeu la sûreté du réseau.
EDF	2.14	Les sommes dues par l'Acteur d'Ajustement dans le suivi d'encours sont plus larges que les montants facturés (Mise en cohérence avec § 4.6.2.3)	– l'Acteur d'Ajustement n'a pas procédé au règlement des factures émises par RTE **ou de tout paiement exigible par RTE** dans le cadre de l'Article 4.6.2.3.~~1.6~~	Les seuls paiements exigibles sont ceux formalisés par des factures.
GRD	2.15	RTE doit également notifier la résiliation de l'Accord de Participation aux Gestionnaires de Réseau de Distribution, lorsque le périmètre de l'acteur concerné contient des Sites raccordés à leurs réseaux (cf. règles NEBEF 3.5 et 3.6)		La rédaction a été adaptée.
GDF SUEZ	2.2	GDF SUEZ regrette la suppression de la possibilité de faire des avenants aux règles RE-MA. Si ce dispositif est peu utilisé, alors il n'est pas nécessaire de le supprimer		Cette proposition de RTE s'inscrit dans un objectif de simplicité et de lisibilité des nouvelles règles MA-RE.
GRD	2.2	Le GRD est un contributeur du MA et la version révisée des règles avec sa date d'entrée en vigueur doit également lui être notifiée comme cela est le cas pour les règles NEBEF (cf. 3.3.1)	"...notifie à chaque Participant concerné par la révision et à chaque GRD, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, la mise à disposition de la version révisée définitive; la section 1 des Règles sur le Site Internet de RTE ainsi que la date d'entrée en vigueur de la version révisée..."	La rédaction a été adaptée.
EDF	2.2.	Processus de Révision des Règles : le processus décrit n'est pas conforme avec le "*Processus de concertation entre RTE et ses clients au sein du comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité (CURTE)*" de la Documentation Technique de Référence, en particulier s'agissant de la validation de la consultation.		Le processus décrit dans le présent article correspond à la réalité opérationnelle et semble convenir à l'ensemble des parties prenantes. Le processus de concertation décrit dans la DTR pourrait être amené à évoluer.
EDF	2.2.	Révision des Règles SI : EDF demande à ce que les évolutions de Règles SI fassent l'objet d'une concertation préalable. EDF demande une publication dans les meilleurs délais des spécifications SI découlant des évolutions proposées dans le projet de Règles.		Les règles SI seront mises à la disposition des acteurs par RTE le plus tôt possible.
GRD	2.3	Comme dans les règles NEBEF (art. 3.4.2), il convient de préciser que RTE et les GRD ne peuvent revêtir la qualité d'acteur d'ajustement.	Proposition : cf. deux derniers alinéas du 3.4.2 du projet de règles NEBEF 2.0, concernant les GRD : "Les Gestionnaires de Réseau de Distribution, au titre des responsabilités qui leurs sont imparties au titre des présentes Règles, ne peuvent pas revêtir la qualité d'Acteur d'Ajustement"	La rédaction a été modifiée à l'article 4.1.1.
EDF	2.3	Le rôle des GRD dans l'application de la section 1 est accru. Or en l'état actuel du dispositif, les GRD ne signent un accord de participation que dans le cadre de la section		Les règles MA-RE confient aux GRDs des missions indispensables au bon fonctionnement du mécanisme

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		2. Il est donc nécessaire de prévoir un accord de participation GRD-RTE au titre de la section 1		d'ajustement. L'exécution de ces missions ne saurait être conditionnée à un engagement contractuel auquel le GRD pourrait se soustraire.
GRD	2.3.5	Les Règles SI sont applicables aux GRD (cf. 2.12) pour autant les GRD ne sont pas visés par les stipulations concernant l'accès au SI de RTE. Est-ce un oubli ?		La rédaction a été adaptée.
GDF SUEZ	2.4	Cession des droits et obligations : en cas de cession à un tiers, est il vraiment nécessaire de refaire les EDA? Peut-on mettre en place un dispositif plus simple de transfert des EDA et périmètre de programmation?		La proposition de RTE répond à des contraintes juridiques et a fait l'objet d'un consensus lors de la consultation. Contrairement à la fusion qui constitue une substitution de plein droit, la cession introduit un nouvel acteur. L'entrée de cet acteur dans le dispositif nécessite une attention particulière et justifie la conduite d'un nouveau processus de contractualisation.
Voltalis	2.6	Conformément à l'Avis de l'Autorité de la Concurrence et à la délibération de la CRE du 28 mai 2014 (estimant que les GRD ne doivent pas être impliqués au-delà de ce qui leur est nécessaire pour remplir leur mission), et à la volonté du législateur (que le dispositif soit contrôlé par le seul RTE) il faut exclure les GRD du dispositif de contrôle des périmètres et des effacements, et prévoir à leur égard des dispositions relatives à la confidentialité des données des OE. En outre, les Règles doivent explicitement prévoir que les données de l'Acteur d'Ajustement sont confidentielles. Enfin, il faut explicitement prévoir que RTE ne doit pas transmettre de données aux GRD sans l'autorisation de l'acteur qui a transmis l'information à RTE. Ce commentaire vaut également pour l'article confidentialité de la section 2 (B.9)		Les modalités de gestion des périmètres déclinent les principes définis dans le décret Effacements et sont cohérentes avec celles approuvées par la CRE pour NEBEF.
GRD	2.6	Les informations énumérées limitativement ne sont pas en elles même des ICS ce qu'il faut protéger c'est l'association site/acteur (périmètre).		La rédaction a été adaptée à la suite de plusieurs échanges.
Energy Pool	2.6.1	Energy Pool souligne l'importance de considérer l'information du couple Acteur d'Ajustement-Site comme confidentielle. Cette information, hautement concurrentielle, ne peut absolument pas être transmise à un Tiers.		La rédaction a été adaptée.
GRD	2.6.1	L'article liste une série d'informations échangées entre le GRD et l'Acteur d'Ajustement (AA) qui sont considérées comme confidentielles au titre de leurs échanges. Pourquoi ne vise-t-on pas de manière plus générale les échanges entre les Parties et le GRD? Si les Règles considèrent que la confidentialité doit être préservée uniquement lorsque les informations sont échangées entre l'AA et le GRD, cela ne règle pas la question de leur protection en général. En effet les stipulations sur la confidentialité ne couvrent pas le cas lorsque ces données sont ensuite échangées entre le GRD et RTE. Ni l'utilisation qui en serait faite par le GRD. Ce sont les données des AA qui doivent être couvertes d'une manière générale, non les informations au seul travers des échanges entre tel et tel acteur. A titre d'illustration un numéro de PDL seul n'est pas en soi une information confidentielle, ce qui doit être protégé c'est l'association n°PDL/Acteur qui révèle si elle est divulguée l'activité de l'acteur d'ajustement. En outre, le fournisseur et le responsable d'équilibre ne sont pas communiqués à l'Acteur d'Ajustement par le GRD (cf. art. 4.2.2.3.1.2)	Les GRD transmettront à RTE une proposition de clause (des propositions ont déjà été faites dans le cadre des travaux de la CAM).	La rédaction a été adaptée à la suite de plusieurs échanges.
GRD	2.6.1	Pourquoi, dans la liste des informations non confidentielles (info dans le domaine public) il est fait mention de "au moment du premier échange effectué entre l'AA et le GRD"? Dans la logique du paragraphe précédent, il conviendrait de supprimer cette mention.		La rédaction a été adaptée.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	2.6.1	Peut-on être aussi affirmatif quant à la propriété de l'information confidentielle ? si elle concerne un utilisateur du réseau, l'information le concernant, lui appartient (quelque soit l'émetteur de l'information IE l'AA, le GRD, etc.).		La rédaction a été adaptée.
EDF	2.6.1	Traiter également du cas des informations échangées entre AA et RTE ou entre GRD et RTE	"échange effectué entre l'Acteur d'Ajustement**, RTE** et le GRD"	La rédaction a été adaptée.
GRD	2.6.2	Le premier paragraphe est contraire à l'article 2 II du décret 2001-630 : en effet le Participant n'a pas forcément la qualité d'utilisateur du réseau, s'il est différent de l'utilisateur il ne peut donc pas autoriser RTE à communiquer les informations (de l'utilisateur) à un tiers. Seul l'utilisateur peut autoriser le GR à communiquer une information visée à l'article 1er du décret le concernant à un tiers.		La rédaction a été adaptée.
EDF	2.6.2	Première phrase du dernier paragraphe de l'article 2.6.2 *: "Conformément à l'article 15 du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014, …"* : précision non nécessaire, le Décret Effacement vient modifier le Décret 2001-630 cité dans le § 2.6.2. Il ne doit pas être fait un traitement différent pour ces seules informations.	phrase à supprimer : "Conformément à l'article 15 du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014"	La précision n'est pas indispensable mais elle est utile pour comprendre l'origine de ces récentes modifications. RTE souhaite conserver cette référence.
EDF	2.6.2	Précision	Pour les informations confidentielles visées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001, et conformément à son article 2-II, le Participant autorise RTE à communiquer à des tiers (par exemple à l'exploitant des installations du Participant) ces informations confidentielles si cette communication est **strictement** nécessaire à l'exécution de l'Accord de Participation **et seulement dans la mesure où cette communication n'est pas de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale en révélant des informations visées par l'article 1er du décret 2001-630 et relatives à l'activité d'autres utilisateurs.** Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, les Parties s'autorisent à communiquer à des tiers ces informations si cette communication est **strictement** nécessaire à l'exécution de l'Accord de Participation **et seulement dans la mesure où cette communication n'est pas de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale.**	RTE estime préférable de ne pas inclure de tels critères, qui impliqueraient, pour chaque information confidentielle à transmettre, une évaluation au cas par cas. RTE est déjà tenu à ces obligations s'agissant des informations commercialement sensibles visées par le décret de 2001.
EDF	2.6.2	"*La responsabilité de tout Gestionnaire de Réseau transmettant des informations commercialement sensible dans le cadre des échanges prévus dans les Règles ne peut pas être engagée en cas de déclaration frauduleuse ou erronée de l'Acteur d'Ajustement*" : **il convient de préciser la portée de cette stipulation.** En tout état de cause, cette phrase doit être déplacée à l'article 2.7 "Responsabilités".	"La responsabilité ~~de tout~~ **d'un** Gestionnaire de Réseau ~~transmettant~~ **au titre** des informations commercialement sensible**s qu'il transmet** dans le cadre des échanges prévus dans les Règles ne peut pas être engagée **par les Parties ou un autre Gestionnaire de Réseau** en cas de **transmission indue desdites informations sur la base d'une** déclaration frauduleuse ou erronée de l'Acteur d'Ajustement **ou pour des inexactitudes de ces informations commercialement sensibles résultant directement de déclaration frauduleuse ou erronée faite par un Acteur d'Ajustement**." Cette phrase est à déplacer au §2.7.La responsabilité d'un Gestionnaire de Réseau au titre des informations commercialement sensibles qu'il transmet dans le cadre des échanges prévus dans les Règles ne peut pas être engagée par les Parties ou un autre Gestionnaire de Réseau en cas de transmission indue desdites informations sur la base d'une	La rédaction a été adaptée. RTE propose que l'exclusion de responsabilité en cas d'inexactitude des informations s'applique plus largement que pour les seules ICS.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
			déclaration frauduleuse ou erronée de l'Acteur d'Ajustement. La responsabilité du Gestionnaire de Réseau ne peut être engagée en cas d'inexactitudes des informations qu'il transmet ou utilise résultant directement d'une déclaration frauduleuse ou erronée faite par un Acteur d'Ajustement."	
GRD	2.6.3	Cette stipulation devrait être applicable aussi aux GRD		La rédaction a été adaptée.
GRD	2.7	Le GRD ne peut pas être responsable de manière générale de l'utilisation que les acteurs font de ses données. La responsabilité du GRD porte sur les conséquences dommageables résultant du calcul fait avec ses données pour le contrôle du réalisé.	"En particulier, chaque Gestionnaire de Réseau est responsable vis-à-vis des Acteurs d'Ajustement des conséquences dommageables issues ~~de l'utilisation~~ des données qu'il ~~fournit~~ transmet ~~pour~~ sur le calcul du Contrôle du Réalisé des Ordres d'Ajustement, lorsque ses données sont manquantes ou erronées."	La rédaction a été adaptée tout en élargissant cette responsabilité aux conséquences dommageables issues des données fournies ou à fournir pour la gestion des périmètres.
EDF	2.7	Reformulation (3 parties sont concernées : AA, GRD, RTE et non plus seulement 2) Délai à étendre.	En revanche, les Parties et, le cas échéant le GRD, ne sont en aucune circonstance responsable ~~l'une vis-à-vis de l'autre~~ **vis à vis des autres Partie**s pour les dommages indirects. La Partie ou le GRD qui estime avoir subi un dommage en informe la partie ou le GRD qu'il estime être responsable par Notification, dans ~~un délai de 10 Jours suivant leur apparition~~ **les meilleurs délais à compter de sa survenance et au plus tard dans un délai d'un mois à compter du jour où elle a pris connaissance de la survenance dudit dommage.**	La rédaction a été adaptée sur la première phrase. Sur la deuxième phrase, RTE souhaite conserver la formulation initiale, car la formulation "au plus tard" pourrait laisser penser qu'à défaut de notification dans le délai, la responsabilité ne peut plus être engagée. Or la responsabilité peut toujours être engagée dans les délais de prescription du droit commun.
GDF SUEZ	2.8	GDF SUEZ demande la conservation de la liste des situations de force majeure		Ce choix est la conséquence d'une volonté de RTE de prendre une position juridique homogène dans ses documents contractuels.
GRD	2.8	Cette stipulation devrait être applicable aussi aux GRD. Sinon comme les Règles seront applicables aux GRD par l'effet de la loi et des règlements (publication au JO des Règles cf. article 2.2,) les GRD ne peuvent être considérés ni comme une Partie ni comme un Participant au titre des Règles. Il n'y a à proprement parlé pas de lien contractuel entre les GRD et les Parties aux Règles, donc si ces stipulations ne sont pas spécifiquement applicables parce que les GRD n'y sont pas spécifiquement visés, le GRD ne pourra pas non plus invoquer la force majeure de l'article 1148 du code civil (applicable même si pas prévu au contrat) car ces dispositions légales ne s'appliquent qu'au domaine contractuel...or les GRD n'auront pas de lien contractuel avec les Parties aux Règles.		La rédaction a été adaptée.
EDF	2.8	Force majeure : RTE propose de supprimer la liste de situations assimilées à des évènements de force majeure dans un souci d'uniformisation du corpus contractuel de RTE. EDF comprend et partage le souci de RTE d'avoir des relations contractuelles aussi unifiées que possible mais considère qu'il est important et dans l'intérêt commun des Parties de préciser en amont les évènements relevant de la force majeure afin d'éviter des incertitudes et des discussions ultérieures dans un contexte jurisprudentiel incertain et demande le maintien d'une liste. Pour répondre à la volonté d'uniformisation de RTE, EDF propose de reprendre une formulation similaire à celle des Règles Services Système, du contrat de participation aux règles services système (art. 8.10 de la DTR) ou des CG du CART (DTR article 8.13) lesquels font référence à l'article 19 du cahier des charges du RPT	Maintien d'une liste	Toute référence à un cas spécifique a été supprimée. RTE estime préférable d'évaluer la force majeure au cas par cas, au regard des trois conditions posées par la jurisprudence : l'extériorité, l'imprévisibilité et l'irrésistibilité.

Section 1 – Article 3 : Programmation

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	3	La formulation "Les capacités raccordées au RPD…" n'est pas claire car le terme capacité dans les règles MA correspond de manière générale à la capacité d'ajustement. Il convient de préciser comme pour la phrase au dessus qui précise "producteurs" pour le RPT.	"Les Producteurs raccordées au RPD et qui souhaitent participer au Mécanisme d'Ajustement,… "	La rédaction a été adaptée.
EDF	3.2.1.5	Retard de publication Spot : RTE propose de supprimer les échéances de transmissions de données relatives aux Services Système. Or le § 2.4.4.5.1 des Règles SSY renvoie au § C.3.1.5 des Règles MA/RE. Ces mentions doivent dont être maintenues.		Les dispositions manquantes ont été réintégrées dans les règles MA-RE en attendant une évolution des règles services système.
EDF	3.2.2.1	La "*déclaration des performances et contraintes techniques*" prévoit la transmission des *"contraintes de pilotage et contraintes dynamiques temporaires, notamment (…), particularités sur les temps de montée et de baisse".* Les fichiers supports de cette déclaration comportent un champ "Aptitude à la Baisse d'Urgence". EDF précise que la donnée transmises dans ces fichiers par le Responsable de Programmation est l'aptitude à la Baisse Rapide, qui relève des performances variables des groupes de production. L'information relative à la Baisse d'Urgence relève des performances pérennes des groupes de production. Ces performances n'ont pas à être reprécisées en J-1. Lorsqu'une modification est détectée par le producteur, il en informe le Centre d'Exploitation RTE, au niveau local.		Ce point sera précisé dans les règles SI.
EDF	3.2.3.3	EDF demande que le Nombre limite de redéclarations de programme d'appel en IJ (actuellement 35) soit supprimé ou relevé. A minima, il serait utile de lever cette restriction lors du rétablissement des guichets de reprogrammation IJ, faisant suite à la fermeture d'un ou plusieurs guichets		Ce point nécessite une instruction, dans la cadre de la concertation avec les parties prenantes, des processus relatifs aux redéclarations. RTE propose de traiter ces questions en 2015.
EDF	3.4.2	L'indisponibilité du Système d'Information de RTE peut conduire à la fermeture de guichets de programmation. Cela empêche les Responsables de Programmation de mener des actions de rééquilibrage de leur périmètre, et peut conduire à un préjudice en tant que Responsable d'Equilibre. EDF réitère sa demande, déjà formulée lors de consultations antérieures, que la question du préjudice du RE soit traitée en concertation multi-acteurs. En complément du taux de disponibilité dans les bilans mensuels du MA (4.8.1.1 publication n°52), EDF demande la mise en place d'une publication récapitulative des guichets fermés et des guichets traités en mode secours.		Le taux de disponibilité des applications est publié par RTE conformément aux dispositions prévues dans les règles.

Section 1 – Article 4 : Mécanisme d'ajustement

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Actility Energy	-	Néanmoins, nous craignons que les dispositions proposées ne suffisent pas pour permettre la valorisation des offres à la baisse sur les sites RPD en-dehors d'épisodes de prix négatifs sur le Mécanisme d'Ajustement		Ce sujet pourra être instruit dans les prochaines évolutions des règles en cohérence avec le cadre législatif et réglementaire.
Actility Energy	-	Information des fournisseurs d'électricité des sites ajustés : quel media pour transmettre cette information ?		Ces informations seront transmises, dans un premier temps, par courriel.
Actility Energy	1.	Lorsque le terme de puissance souscrite est évoqué, est-il fait référence à la puissance souscrite réduite, ou à un min ou max des différentes puissances qu'il est possible qu'un site ait souscrit par poste tarifaire horosaisonnier ?		Conformément à l'article Définitions, il s'agit bien du maximum des puissances souscrites du site de soutirage
GRD	4.1.1	L'articulation entre la gestion de l'annexe 8 par l'acteur d'ajustement et les modalités de gestion des périmètres mises en œuvre par le GRD n'est pas claire. Ainsi il est étonnant que l'annexe 8 prévoit : - que l'acteur communique les références des sites et les GRD concernés au sein des EDA, - "Pour les EDA Soutirage Télérelevée, l'Acteur d'Ajustement remplit un fichier Excel, disponible sur le Site Internet de RTE, explicitant la composition desdites EDA". En effet dans le cas ou l'EDA comprend des sites raccordés au RPD le fichier avec la liste des sites et les EDA a été adressé par l'acteur au GRD qui procède aux vérifications ad hoc et notifie à RTE la liste des sites RPD intégrant le périmètre de l'acteur. Si l'acteur notifie de son côté à RTE cela fait doublon et complexifie le processus pour l'acteur.		Des modifications ont été apportées à l'annexe 8. Par ailleurs, cette annexe est le support d'une information de RTE vers les acteurs visant à acter le périmètre d'ajustement. RTE n'identifie pas de doublon avec le processus de gestion des périmètres décrit dans les règles.
EDF	4.1.1	Attestation de réussite des tests prévus par les Règles SI : RTE introduit ce document complémentaire à fournir pour toute demande de Participation en qualité d'Acteur d'Ajustement. Quels sont les modalités et délais d'obtention de ce document ? Et pourquoi l'Acteur d'Ajustement doit-il fournir à RTE un document délivré par RTE ?		RTE propose : "être en possession du document".
GRD	4.1.2	L'acteur d'ajustement doit être titulaire d'une qualification délivrée par RTE si son périmètre contient au moins un site de soutirage profilé qui n'est pas équipé d'un compteur permettant la télérelève d'une courbe de charge. Cette précision vise à se mettre en conformité avec l'article 6 du décret effacement. Les règles MA doivent être cohérentes avec l'article 6 du décret effacement et avec les futures règles NEBEF qui en découlent. Ainsi concernant les conditions et modalités de la qualification les règles MA doivent renvoyer aux règles NEBEF sans prévoir de dispositions propres.	Supprimer la 1ère phrase du 4.1.2	Une nouvelle rédaction est proposée par RTE tenant compte de cette demande.
EDF	4.1.2	Cette qualification ne sera plus nécessaire à l'horizon de la date "H" (cf. 4.5.2.1.2.2), si les données des sites profilés de l'AA sont fournies par les GRD.	Si le Périmètre d'Ajustement de l'Acteur d'Ajustement contient au moins un Site de Soutirage Profilé, et si les données de ces Sites de Soutirage Profilés sont émises par l'Acteur d'Ajustement, l'Acteur d'Ajustement doit être titulaire d'une qualification délivrée par RTE selon les modalités définies ci-dessous. Si les données des Sites de Soutirage concernés sont émises par les GRD, leur utilisation étant possible à partir d'une date H qui sera Notifiée par RTE aux Acteurs d'Ajustement et aux GRD, l'Acteur d'Ajustement dont le Périmètre d'Ajustement contient au moins un Site de Soutirage Profilé n'a pas à produire la qualification détaillée ci-dessous.	La rédaction a été adaptée. Pour autant, la référence à la date H ne semble pas indispensable.
GRD	4.1.2.1	Pour les raisons évoquées ci-dessus modifier la 1ère phrase du 4.1.2.1, en cohérence avec le chapitre 9 du projet de règles NEBEF 2, comme suit :	"Lorsque les données issues des dispositifs de comptage des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ne présentent pas les caractéristiques nécessaires à l'évaluation précise des volumes d'effacement	La rédaction a été adaptée.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
			de consommation, les données produites ou collectées par l'acteur d'ajustement peuvent être utilisées. Les conditions et modalités de qualification et de contrôle de ces données relèvent des règles NEBEF."	
UNIDEN	4.2	Dans ce cadre, une gestion centralisée par RTE ne peut qu'apporter de la simplicité et de la lisibilité au processus.		RTE propose de conserver le principe de subsidiarité pour la gestion des périmètres. Le périmètre des sites de soutirage raccordés au RPD est donc géré par les GRDs.
Voltalis	4.2	Demande de suppression du rôle dévolu aux GRD		Cf. rapport d'accompagnement, paragraphe 2.2.
GRD	4.2	Voir remarque ci-dessus (4.1.1) concernant l'annexe 8 Voir remarque dans les définitions concernant la notion de Groupe de Production. Cette notion n'existe ni dans les textes ni dans le référentiel des GRD. Un moyen de production raccordé au RPD quel qu'il soit est identifié et connu par le biais d'un contrat (CARDi, décompte et/ou contrat de prestation, contrat intégré)	"Pour ~~les Groupes de Production et~~ les Sites raccordés au RPT, ces conditions sont vérifiées et contrôlées par RTE. Pour ~~les Groupes de Production et~~ les Sites raccordés au RPD, ces conditions sont vérifiées et contrôlées par le GRD concerné."	La notion de groupe de production et son lien avec l'installation de production sont définis dans le décret 2003-588 du 27 juin 2003.
GRD	4.2.1.1	Conformément aux propositions faites par les GRD au cours des GT relatifs à la concertation sur les règles MA V7, les GRD proposent une segmentation des EDA sur le caractère télérelevable/non télérelevable du site de façon à se mettre en conformité avec l'article 6 du décret. Ainsi les GRD proposent de mettre en place des EDA Haut de Portefeuille comportant des sites télérelevables et dont la puissance est supérieure à 36 kVA, et des EDA diffus comportant des sites non équipés de compteurs permettant la télérelève d'une courbe de charge au moment de la constitution des EDA ou des sites dont la puissance est inférieure à 36 kVA. Comme la proposition de RTE elle peut être mise en œuvre à une date G ultérieure. Cette proposition permet de réserver l'utilisation de clés statiques sur les petits sites diffus et de regrouper les sites plus importants bientôt tous équipés de compteurs communiquants. En fonction du retour d'expérience et des travaux relatifs aux méthodes de contrôle de réalisé ce critère d'agrégation pourra évoluer.		Cf. rapport d'accompagnement, paragraphe 2.1.6.
GDF SUEZ	4.2.1.1.2	EDA injection : GDF SUEZ propose de retirer le max de 40 MW pour l'EDP supérieure à 12 MW et tant que possible retirer toute contrainte		Les conditions proposées par RTE devraient permettre une certaine flexibilité. Pour autant, il reste nécessaire, dans un premier temps au moins, de fixer des contraintes pour exploiter le système électrique dans les meilleures conditions.
Voltalis	4.2.1.1.4	Il faut permettre dès l'entrée en vigueur des nouvelles Règles l'intégration de sites Télérelevés dans des EDA Profilées. En outre, le projet de règles établit une frontière entre les sites Télérelevés selon leur Puissance souscrite (>250kW ou pas), pour leur participation au sein d'une EDA contenant des sites profilés. Cette frontière doit être modifiée, pour permettre à tous les sites télérelevés RPD de participer à une EDA profilée, les sites Télérelevés RPT étant cantonnés aux EDA Télérelevées.		Cf. rapport d'accompagnement, paragraphe 2.1.6.
EON	4.2.1.1.5	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.		Mis à part la dérogation accordée aux sites de soutirage télérelevés dont la puissance est inférieure à 250 kW, RTE partage cette position.
GRD	4.2.1.2	Il n'est pas utile de réévoquer la question de la qualification des données de l'acteur à ce stade dès lors que les conditions sont précisément décrites à l'article 4.1.2.1 avec un renvoi aux règles NEBEF		Le 4.2.1.2 contient bien des informations supplémentaires : l'octroi de la qualification, sur la base du périmètre envisagé par l'acteur, est un pré-requis à la création de l'EDA. Les modalités de qualification sont définies dans les règles

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
				NEBEF à l'article 9.3.
EDF	4.2.1.2	La création d'une EDA Soutirage Profilée est effectivement conditionnée à la qualification préalable par RTE de l'AA pour ses systèmes de mesure et transmission, avant la date H. A partir de la date H, la création d'une EDA Soutirage Profilée ne doit être conditionnée à la qualification que dans le cas des Sites de Soutirage dont les données sont transmises par l'AA.	**Dans le cas où les données de consommation des Sites de Soutirage Profilés sont émises par l'Acteur d'Ajustement,** la création d'une EDA Soutirage Profilée est de surcroît conditionnée à la qualification préalable par RTE de l'Acteur d'Ajustement pour […] conformément à l'Article 4.1.2.	La rédaction a été adaptée.
Voltalis	4.2.2.1.1.3	Il faut fournir aux GRD la liste des sites de l'EDA. cf. commentaire 4.2 : il faut exclure les GRD du dispositif de contrôle, pour des raisons de concurrence, et prévoir de ne fournir la liste des sites qu'à RTE		Cf. rapport d'accompagnement, paragraphe 2.2.
GRD	4.2.2.1.1.3	Cet article concerne tant les sites de soutirage que les sites en injection		La rédaction a été adaptée.
GRD	4.2.2.1.1.3	Les modalités, formats et moyens d'échanges entres les AA et GRD concernés relèvent de la convention technique signée entre l'acteur d'ajustement et le GRD	"les conventions techniques particulières prévues à l'article 2.12 précisent les modalités, formats et moyens d'échanges entre les Acteur d'Ajustement et les GRD concernés	Les règles SI RTE renvoient aux conventions techniques particulières.
GRD	4.2.2.1.1.3	Le nombre de cadrans n'est désormais plus une indication utile dans le cadre de l'identification certaine d'un site. En effet auparavant cela donnait une indication sur le tarif que le client pouvait voir sur sa facture. Ainsi un client qui bénéficiait d'un tarif HP/HC avait un compteur double cadrans. Cela n'est plus vrai pour les raisons suivantes : - un client avec un simple tarif peut avoir un compteur à double cadrans (pour optimiser les coûts le compteur n'est pas remplacé et le GRD effectue la somme des index) - la distinction des grilles acheminement et fournisseur sur les compteurs communicants	Supprimer ce critère	L'information a été prise en compte et la rédaction adaptée.
Voltalis	4.2.2.1.2.1	le site doit déclarer être libre de tout contrat signé antérieurement. Cette disposition présente deux inconvénients : d'une part, cette disposition n'est pas conforme au décret, et elle obligerait à retourner voir l'ensemble des sites ayant contractualisé avec un Opérateur d'Effacement dans les 2 années qui suivent l'entrée en vigueur des Règles, puisque cette disposition est nouvelle et que les accords sont réputés valides pour une durée de 2 ans; d'autre part, la question de la participation simultanée de 2 OE sur un même site n'ayant pas été tranchée, il est inutile de rigidifier les règles sans en avoir démontré la nécessité. Il convient donc de supprimer cette disposition.		En l'état, RTE propose qu'il y ait un unique acteur d'ajustement par site, notamment pour des questions liées à la certification des volumes d'ajustement.
GRD	4.2.2.1.2.1	Dans la phrase "En application de l'article 2. II du décret n°2001-630 du 16 juillet 2001, pour le cas où l'accord est consenti par le titulaire du Contrat d'Accès au Réseau d'un Site, doit figurer dans le document formalisant l'accord la mention suivante…", la mention consentie par le titulaire du CAR doit être une coquille. L'accord est en tout état de cause consenti par le titulaire du CAR quelque soit sa forme (CART, CARD, CU, CI, décompte,...). Par ailleurs cette mention est obligatoire dès lors que les courbes de charge utilisées pour le contrôle du réalisé sont transmises par le GRD. Pour simplifier les démarches des acteurs et en vue de la prise en compte des sites "télérelevables" il serait pertinent que cette mention soit systématique.	"En application de l'article 2. II du décret n°2001-630 du 16 juillet 2001, ~~pour le cas où l'accord est consenti par le titulaire du Contrat d'Accès au Réseau d'un Site~~, doit figurer dans le document formalisant l'accord la mention suivante…"	Les modifications ont été prises en compte.
EDF	4.2.2.1.2.1	L'article 4.2.2.1.2.1 décrit ce que doit contenir le document formalisant l'accord fourni par un Site ou Groupe de Production à l'Acteur d'Ajustement. EDF demande la mise à disposition par RTE d'une trame-type conforme aux exigences des Règles, qui pourrait figurer en annexe.		Ce document ne sera demandé qu'à titre exceptionnel, il ne fait donc pas partie des règles au sens strict. Pour autant, il est envisageable d'établir une trame de manière collaborative et de la rendre disponible sur le site internet de RTE ou toute autre plateforme d'échange.
EDF	4.2.2.1.2.1	Accord du site : pourquoi imposer une date de signature unique par les deux parties ? (l'actuelle annexe 9 mentionne la date d'entrée en vigueur du rattachement)		Les modifications ont été prises en compte. La date de signature faisant foi est la date la plus récente.
GRD	4.2.2.1.2.1	"En cas de non respect de cette obligation, l'Acteur d'Ajustement est responsable de toutes les conséquences liées à l'application des dispositions de la présente section au	"En cas de non respect de cette obligation, l'Acteur d'Ajustement est responsable de toutes les conséquences	La rédaction a été adaptée.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		Périmètre d'Ajustement de l'Acteur d'Ajustement, ne tenant pas compte du retrait de l'Utilisateur, y compris de toutes les conséquences liées à la divulgation de toute information à un Utilisateur dont le Groupe de Production ou le Site ne fait plus partie du Périmètre d'Ajustement de l'Acteur d'ajustement." Le problème n'est pas la divulgation d'informations confidentielles à l'utilisateur mais à l'acteur de la part des GR, sur qui pèse l'obligation de protection des informations, alors qu'il n'est plus autorisé à en recevoir.	liées à l'application des dispositions de la présente section au Périmètre d'Ajustement de l'Acteur d'Ajustement, ne tenant pas compte du retrait de l'Utilisateur, y compris de toutes les conséquences liées à la divulgation par RTE ou les GRD concernés de toute information ~~à un Utilisateur dont~~ alors que le Groupe de Production ou le Site ne fait plus partie du Périmètre d'Ajustement de l'Acteur d'ajustement."	
Energy Pool	4.2.2.1.2.2	RTE indique: "Pour les Sites de Soutirage raccordés au RPD, en Contrat Unique ou Intégré et dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA, l'Acteur d'Ajustement s'assure d'avoir obtenu la confirmation, par le titulaire du Contrat Unique ou Intégré, que son contrat lui permet de participer au Mécanisme d'Ajustement." Il est important de préciser ici que seuls les Gestionnaires de Réseau, et non les Fournisseurs, peuvent restreindre dans le contrat, selon des critères précis et transparents, l'accès au Mécanisme d'Ajustement. Par ailleurs Energy Pool demande que le périmètre de ces contraintes et obligations soit défini et exposé clairement.	Proposition de reformulation: Pour les Sites de Soutirage raccordés au Réseau Publique de Distribution, en Contrat Unique ou Intégré et dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36kVA, l'Acteur d'Ajustement s'assure d'avoir obtenu la confirmation par le titulaire du Contrat Unique ou Intégré que son contrat respecte les contraintes exigées par le Gestionnaire de Réseau de Distribution pour participer au Mécanisme d'Ajustement.	RTE ne peut pas préjuger, au sein des règles MA-RE, des conditions contractuelles qui lient le titulaire du contrat unique ou intégré et le fournisseur. Quant aux contraintes et obligations exigées par les GRD, il semble nécessaire de les approfondir dans la concertation adéquate.
Voltalis	4.2.2.1.2.2	L'AA doit obtenir, dans l'accord du site, son engagement à déclarer au GRD son fournisseur. cf. commentaires 1 et 3 : il ne faut rien déclarer au GRD.		RTE conserve le principe de subsidiarité pour la gestion des périmètres.
GRD	4.2.2.1.2.2	Concernant la mention relative aux audits par RTE des systèmes de mesure de l'acteur il faut faire référence aux règles NEBEF	"Pour les Sites de Soutirage, l'Acteur d'Ajustement doit obtenir l'accord écrit de l'Utilisateur du Site, autorisant RTE à réaliser des audits des systèmes de mesure et de transmission mis en place par l'Acteur d'Ajustement, ainsi qu'à contrôler la chaîne de commande des effacements mise en place par l'Acteur d'Ajustement, dans le cadre des contrôles prévus dans les ~~présentes~~ Règles NEBEF."	Les modifications ont été prises en compte.
GRD	4.2.2.1.2.2	La déclaration du fournisseur au GR via l'annexe 7 concerne uniquement les sites CARD et CART (cf. article 6.3.1.1 des règles NEBEF)	Remplacer par : "Pour les Sites de Soutirage titulaires d'un CARD ou CART, l'Acteur d'Ajustement doit obtenir, dans l'accord qui lui est donné par le titulaire du contrat relatif à l'accès au réseau, l'engagement du titulaire : – de déclarer, via l'Annexe 7, ..."	La rédaction a été adaptée.
GRD	4.2.2.1.2.2	Il était convenu dans le GT capacités raccordées au RPD de traduire la mention issue des règles Bretagne *"L'Acteur d'Ajustement rappelle à chacun des Sites composant son Entité d'Ajustement, sauf aux sites raccordés en Basse Tension (BT) et dont la puissance souscrite est inférieur à 36 kVA, que les conditions d'accès au RPD sont stipulées dans le Contrat d'accès au Réseau de Distribution en vigueur dont ils sont titulaires, et qu'ils doivent les respecter et les prendre en compte pour le comportement envisagé par le site sur le Mécanisme d'Ajustement dans le cadre de l'expérimentation en région"* dans l'accord entre l'acteur et l'utilisateur du réseau. La formulation n'est pas très claire et pourrait être revue. De nombreux échanges avec les acteurs ont pour origine la configuration du site et sa capacité à valoriser de l'effacement ou de l'injection.	"Pour les Sites de Soutirage raccordés au RPD, ~~en Contrat Unique ou Intégré et~~ dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA, l'Acteur d'Ajustement s'assure d'avoir obtenu la confirmation, par le titulaire du Contrat d'Accès au Réseau ~~Unique ou Intégré~~, que ~~son contrat lui permet~~ le comportement envisagé ~~de participer au~~ dans le cadre du Mécanisme d'Ajustement est compatible avec les conditions d'accès au RPD de son Site."	RTE propose de viser l'ensemble des sites et non les seuls sites en CARD. RTE propose donc de maintenir la mention des contrats unique et intégré. Pour le reste de la remarque, la formulation proposée a été prise en compte.
GRD	4.2.2.1.2.2	Il manque dans l'accord la mention prévoyant d'autoriser le GRD à communiquer à l'acteur d'ajustement les données de comptage du site. Cette mention est à prévoir quelque soit le statut du site (télérelevé, profilé) pour éviter la rédaction de différents types d'accords	En application de l'article 2. II du décret n°2001-630 du 16 juillet 2001, doit figurer dans le document formalisant l'accord, la mention suivante : « Le Site autorise le Gestionnaire de Réseau de Distribution à fournir à l'Acteur d'Ajustement, les Courbes de Charges issues de l'installation de comptage du GRD. "	L'accord entre l'AA et l'utilisateur du site n'a aucune valeur contractuelle pour le GRD. Par conséquent, il ne peut contenir des dispositions relatives au GRD.
GRD	4.2.2.1.2.2	L'audit des systèmes de mesure et de transmission mis en place par l'Acteur Ajustement	"Pour les Sites de Soutirage, l'Acteur d'Ajustement doit	La possibilité d'utiliser ou non les données du GRD évoluera

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		ne doit concerner que les sites non équipés de compteur permettant la télérelève d'une courbe de charge par le GRD	obtenir l'accord écrit de l'Utilisateur du Site, autorisant RTE, pour les sites non équipés de compteur permettant la télérelève d'une courbe de charge par le GRD, à réaliser des audits…"	au cours du temps. Il est préférable de disposer de l'accord quand bien même il ne serait pas utile.
EDF	4.2.2.1.2.2	1e puce : Préciser explicitement le délai de transmission de la déclaration du fournisseur (plutôt que faire référence au 4.2.2.3)		Les conditions sont décrites au 4.2.2.3. Cette déclaration doit intervenir 10 jours ouvrés avant la fin du mois M pour un rattachement au 1er jour du mois M+1.
Energy Pool	4.2.2.2.1 et 4.2.2.2.2	Energy Pool ne s'oppose pas au principe du primo-contractant défini par le décret n° 2014-764, mais seulement à sa combinaison avec toute autre disposition qui laisserait la possibilité à des « effacements » tarifaires d'être certifiés par RTE ultérieurement, (selon des règles non connues à ce jour). En effet, si la participation directe ou via un agrégateur des sites à des mécanismes de type NEBEF, MA (et/ou réserves) peut être aisément vérifiée voire révoquée par l'agrégateur au moment du rattachement d'un site à son périmètre, il devient au contraire difficile pour un agrégateur de demander à un site de consulter et renégocier son contrat de fourniture (s'il contient des clauses d'effacement tarifaire) avant tout engagement avec cet agrégateur, par crainte qu'en cours de contrat, les effacements tarifaires soient certifiés. Au demeurant, il est d'autant plus difficile pour l'agrégateur d'effectuer cette vérification si la définition de l'effacement n'est pas claire et si elle est amenée à évoluer au gré des futurs jeux de règles. Ainsi **Energy Pool demande la réintroduction de l'Annexe 9**: "Accord de Rattachement à un Périmètre d'Ajustement pour les Sites de Soutirage et les Sites d'Injection constitutifs d'une EDA" **comme seul document pouvant attester du rattachement d'un Groupe de Production ou d'un Site à une EDA**. En outre il est essentiel que ce document, matérialisé par l'Annexe 9 des règles RE/MA V.6.3, soit disjoint de tout contrat signé par ailleurs entre le Titulaire du Site et l'Acteur d'Ajustement et fasse l'objet d'une signature indépendante d'un tel contrat.		La réflexion doit être menée à cadre réglementaire donné. Aujourd'hui RTE considère comme inutile le fait de collecter de manière systématique le document contractuel témoignant de l'existence d'un contrat entre l'AA et le site. Cette vérification sera uniquement faite lorsqu'un site sera identifié comme appartenant à deux périmètres d'ajustement distincts. C'est l'annexe 8 qui attestera du rattachement d'un Groupe de Production ou d'un Site à une EDA.
GRD	4.2.2.3.1	Il est étonnant que l'information sur le modèle contractuel ou régulé passe directement par RTE dans le cas de sites raccordés au RPD. Cela complique le processus d'échanges. Cette information pourrait être collectée par le GRD dans le cadre de la gestion de périmètre et transmise à RTE à travers les processus existants		Pour une EDA Soutirage Profilée, l'éventuel accord entre l'AA et le fournisseur porte sur l'ensemble des sites de l'EDA. Ainsi, la portée de cet accord ne se limite pas au périmètre d'un GRD. RTE propose donc de maintenir ce schéma.
EDF	4.2.2.3.1	Dans le cas des groupes de production, la notion de Capacité d'ajustement dépend des conditions techniques du moment, elle est transmise quotidiennement dans les Conditions d'Utilisation des Offres.		Dans le cadre des règles, la capacité d'ajustement des sites de production est la capacité maximale. Cette information, nécessaire pour certaines études amont des gestionnaires de réseau, est non engageante.
GRD	4.2.2.3.1.1	Par soucis de cohérence et d'homogénéité avec le processus de gestion de périmètre le modèle de versement pourrait être notifié par l'acteur au GRD en considérant que par défaut, le modèle régulé s'applique. (cf. remarque ci-dessus).	"Il transmet notamment au Gestionnaire de Réseau concerné - ... – pour chaque Site de Soutirage Télérelevé, la Catégorie d'Effacement utilisée pour établir la prime versée aux Opérateurs d'Effacement. - le cas échéant, pour un/des Site(s) de Soutirage Télérelevé(s), la liste des Sites de Soutirage Télérelevé(s) au Modèle Contractuel	Pour une EDA Soutirage Profilée, l'éventuel accord entre l'AA et le fournisseur porte sur l'ensemble des sites de l'EDA. Ainsi, la portée de cet accord ne se limite pas au périmètre d'un GRD. RTE propose donc de maintenir le schéma décrit dans les règles.
Voltalis	4.2.2.3.1.2	l'AA et le GRD se rapprochent pour prendre en compte le foisonnement des ajustements dans le calcul du facteur d'impact par poste source. cf. commentaires 1 et 3 : il ne faut rien déclarer au GRD.		La rédaction a été modifiée mais cette disposition particulière a été conservée.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	4.2.2.3.1.2	Par soucis de cohérence et d'homogénéité avec le processus de gestion de périmètre le modèle de versement pourrait être notifié par l'acteur au GRD puis par le GRD à RTE en considérant que par défaut, le modèle régulé s'applique. (cf. remarque ci-dessus)	Que la demande porte sur un Groupe de Production, un Site d'Injection raccordé au RPD ou sur le rattachement d'un Site de Soutirage Télérelevé à une EDA Soutirage Télérelevée, la Notification du GRD à RTE doit contenir les éléments suivants - … - le cas échéant la liste des Sites de Soutirage Télérelevés au Modèle Contractuel	Pour une EDA Soutirage Profilée, l'éventuel accord entre l'AA et le fournisseur porte sur l'ensemble des sites de l'EDA. Ainsi, la portée de cet accord ne se limite pas au périmètre d'un GRD. RTE propose de maintenir le schéma décrit dans les règles.
GRD	4.2.2.3.1.2	"Que la demande porte sur un Groupe de Production, un Site d'Injection raccordé au RPD ou sur le rattachement d'un Site de Soutirage Télérelevé à une EDA Soutirage Télérelevée…" Cette formulation pourrait laisser entendre qu'un site d'injection peut intégrer une EDA Soutirage.	"Que la demande porte sur un Groupe de Production, un Site d'Injection raccordé au RPD ou sur le rattachement d'un Site de Soutirage Télérelevé ~~à une EDA Soutirage Télérelevée~~…"	Il est nécessaire de faire la distinction avec les sites de soutirage télérelevés appartenant à une EDA soutirage profilée.
GRD	4.2.2.3.1.2	le cas d'un site contenu dans une EDA TR et passant profilé n'est pas traité. Doit-il être retiré de l'EDA ? Il semble que oui, mais cela n'est pas précisé clairement.	"comme dans 4.2.2.4.1, le GRD tient compte et informe de l'évolution PR ou TR des sites constituant EDA."	Une EDA soutirage télérelevée est constituée exclusivement de sites de soutirage télérelevés. Par conséquent, la modification de cette caractéristique entraîne le retrait du site de l'EDA
Voltalis	4.2.2.3.2.2.1	retrait du site de l'EDA si changement de RE du site. Il faut supprimer cette disposition : le changement de RE d'un site ne saurait impliquer son retrait d'une EDA, en particulier dans le cas du modèle régulé pour le versement.		Cette disposition concerne les groupes de production et sites d'injection qui, par définition, sont dans des EDA mono-RE. Le changement de RE entraîne donc bien la sortie de l'EDA
GRD	4.2.2.3.2.2.2	"Si le Groupe de Production ou le Site objet du retrait est raccordé au RPD, le GRD Notifie ce retrait à RTE dans un délai de trois (3) Jours Ouvrés à compter de la réception de la Notification du retrait du Groupe de Production ou du Site par l'Acteur d'Ajustement." Il faut tenir compte du délai de 10 jours laissé à l'acteur pour produire l'accord du site, ainsi le GRD notifie le retrait à RTE après avoir notifié le retrait à l'acteur.	"Si le Groupe de Production ou le Site objet du retrait est raccordé au RPD, le GRD Notifie ce retrait à RTE dans un délai de trois (3) Jours Ouvrés à compter ~~de la réception~~ de la Notification du retrait du Groupe de Production ou du Site ~~par~~ à l'Acteur d'Ajustement."	La rédaction de ce paragraphe a été adaptée. Le retrait du site est notifié par le GRD à RTE à travers l'envoi mensuel des données de référentiel (pour le soutirage) ou par une notification au fil de l'eau (pour l'injection).
GRD	4.2.2.3.2.2.2	De manière générale, cet article n'est pas très clair au regard de la modification du décret ICS suite au décret du 3 juillet 2014, est il pertinent de demander à l'acteur de produire l'accord du site ?		RTE estime qu'il est effectivement pertinent de demander à l'acteur d'ajustement de produire l'accord du site
EDF	4.2.2.3.2.2.2	Résiliation de l'accord AA-site : il semble que cet article traite de deux points distincts : - d'une part la notification de l'AA à RTE qu'il n'a plus l'accord du site, qui entraine alors un retrait du site (dans ce cas, quelle différence par rapport à un retrait à l'initiative de l'AA cf. 4.2.2.3.2.1 ?), - d'autre part la non-transmission par l'AA de l'accord en cas de demande par un GR : décrire plus précisément ce cas et l'articulation avec le 4.2.2.2.1 et .2		Dorénavant, seul le premier point mentionné est traité dans cette partie. Le retrait n'est pas à l'initiative de l'AA mais passe par ce dernier
GDF SUEZ	4.2.2.4.	RTE propose une clé de répartition fonction de la puissance souscrite pour les sites profilés. GDF SUEZ recommande que les volumes réalisés soient pris en compte tant que possible. En effet, les courbes de charge permettent de procéder ainsi.		Cf. rapport d'accompagnement, paragraphe 2.3
Voltalis	4.2.2.4.1	informations à fournir au GRD. cf. commentaires 1 et 3 : il ne faut rien déclarer au GRD. En particulier : - la date d'installation n'est pas nécessaire - la capacité d'ajustement est une information confidentielle - quant au facteur d'impact, il s'agit d'une donnée qui n'a jamais été concertée, et dont la nécessité n'est pas démontrée.		RTE conserve le principe de subsidiarité pour la gestion des périmètres. Le périmètre des sites de soutirage raccordés au RPD est donc géré par les GRDs.
GRD	4.2.2.4.1	Acteur -> GRD "Les évolutions Notifiées par l'Acteur d'Ajustement au GRD doivent préciser : ... – l'objet de la mesure, qui est soit les voies effaçables par l'Acteur d'Ajustement, soit une	"– le cas échéant l'objet de la mesure, lorsqu'elle est produite par l'Acteur d'Ajustement, qui est soit les voies effaçables- soit la totalité de la consommation ~~une Courbe de Charge Télérelevée~~"	La rédaction a été adaptée et homogénéisée avec les règles NEBEF

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		Courbe de Charge Télérelevée ;" La notion de Courbe de Charge Télérelevée doit être réservée aux courbes de charge provenant du GRD pour éviter toute confusion. En effet cela fait référence à la notion de Courbe de Charge Télérelevée utilisée dans la reconstitution des flux.		
GRD	4.2.2.4.1	Par soucis de cohérence et d'homogénéité avec le processus de gestion de périmètre le modèle de versement pourrait être notifié par l'acteur au GRD en considérant que par défaut, le modèle régulé s'applique. (cf. remarque ci-dessus)	"Les évolutions Notifiées par l'Acteur d'Ajustement au GRD doivent préciser : - le cas échéant, la liste des Sites de Soutirage au modèle contractuel"	Pour une EDA Soutirage Profilée, l'éventuel accord entre l'AA et le fournisseur porte sur l'ensemble des sites de l'EDA. Ainsi, la portée de cet accord ne se limite pas au périmètre d'un GRD. RTE propose donc de maintenir le schéma décrit dans les règles soumises à la consultation.
GRD	4.2.2.4.1	Lors de la notification du GRD à RTE, le GRD doit préciser l'origine de la donnée utilisée lorsqu'il s'agit de sites Profilés au sens de la section II, ceci afin d'intégrer dès à présent la mise en œuvre opérationnelle des modalités prévues à une date "H" conformément à l'article 4.5.2.1.2.2	"– pour chaque Site de Soutirage Profilé, l'origine de la donnée utilisée pour le contrôle du réalisé"	La rédaction a été adaptée
GRD	4.2.2.4.1	Par soucis de cohérence et d'homogénéité avec le processus de gestion de périmètre le modèle de versement pourrait être notifié par l'acteur au GRD puis par le GRD à RTE en considérant que par défaut, le modèle régulé s'applique. (cf. remarque ci-dessus)	Notification GRD à RTE "- le cas échéant, la liste des Sites de Soutirage au modèle contractuel"	Pour une EDA Soutirage Profilée, l'éventuel accord entre l'AA et le fournisseur porte sur l'ensemble des sites de l'EDA. Ainsi, la portée de cet accord ne se limite pas au périmètre d'un GRD. RTE propose donc de maintenir le schéma décrit dans les règles soumises à la consultation.
GRD	4.2.2.4.1	Pour les EDA profilés, la liste d'information notifiée du GRD à RTE est redondante avec les informations transmises dans le cadre du calcul des clés de répartitions par RE, par fournisseur et par catégorie d'effacement. Dans un contexte où les flux d'information vont être croissants, il convient d'éviter les flux d'information inutiles	"Cette Notification comprend notamment : – pour chaque EDA dont au moins un Site est raccordé à son Réseau, les Puissances Souscrites définies aux Articles 4.2.2.4.2, 4.2.2.4.3.1 et 4.2.2.4.4.1 ; – la référence de chaque Site, telle que définie à l'Article 4.2.2.1.1 ; – pour chaque Site, l'identifiant de l'EDA à laquelle il est rattaché ; – Le cas échéant l'objet de la mesure, lorsqu'elle est produite par l'Acteur d'Ajustement, qui est soit les voies effaçables soit la totalité de la consommation – le cas échéant, la liste des Sites de Soutirage Profilés qui appartiennent conjointement à une Entité d'Effacement Profilée et à une EDA Soutirage Profilée et l'identifiant de l'Entité d'Effacement Profilée concernée ; – le Facteur d'Impact par Poste Source. - le cas échéant, la liste des Sites de Soutirage au modèle contractuel"	Les GRD interrogent la nécessité de transmettre des données de référentiel à la maille site pour les EDA Soutirage Profilées. Du point de vue de RTE, ces données sont nécessaires : – afin de mettre en œuvre un processus d'échange de données robuste aux futures évolutions des règles (nouvelles méthodes de contrôle du réalisé NEBEF-MA, nouvelles structures des EDA allant dans le sens de la proposition faite par les GRD dans la concertation) ; – pour permettre à RTE de détecter d'éventuelles erreurs et de traiter les contestations ; – pour répondre aux questions des acteurs sur la constitution des EDA.
EON	4.2.2.4.2	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		RTE partage la cible exprimée par EON mais les conditions ne sont aujourd'hui pas réunies pour permettre un traitement plus précis.
GRD	4.2.2.4.2	La terminologie Puissance Souscrite dans le titre n'est pas conforme à la définition de la puissance souscrite. Ne manque t'il pas un calcul de clé de répartition par RTE pour le RE ?	Proposition : Remplacer Psouscrite par "Agrégat de puissance Souscrite" (remarque applicable pour la clé fournisseur et la clé catégorie d'effacement)	La rédaction a été adaptée
GRD	4.2.2.4.3	La terminologie Puissance Souscrite dans le titre n'est pas conforme à la définition de la puissance souscrite. Proposition : Remplacer Psouscrite par "Agrégat de puissance Souscrite" (idem pour la clé catégorie d'effacement).	Proposition : Remplacer Psouscrite par "Agrégat de puissance Souscrite" (remarque applicable pour la clé fournisseur et la clé catégorie d'effacement)	La rédaction a été adaptée
Voltalis	4.2.3	variation maximale de transit à la baisse et à la hausse d'un poste source. Cf. commentaire 8 : ce facteur d'impact n'a fait l'objet d'aucune concertation, et sa nécessité		Les échanges avec les GRD ont permis d'établir l'utilité du facteur d'impact. Il sera toujours possible à l'avenir

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		n'a pas été démontrée. Il convient donc de ne pas l'imposer dès ce jeu de règles, mais de travailler, en concertation avec RTE, sur ce sujet.		d'aménager les modalités de son application
GRD	4.2.3	La mise à jour de la Capacité d'Ajustement devrait être communiquée mensuellement à chaque GR concerné.	"La Capacité d'Effacement de chaque EDA est notifiée au GRD concerné le cas échéant"	La rédaction a été adaptée
EDF	4.2.3	Mise à jour de l'annexe 8 : EDF partage le principe d'une mise à jour périodique du périmètre d'ajustement en complément des rattachements/détachements. Cependant, les délais de mise à jour indiqués semblent contraignants. Il ne faut pas que cela soit bloquant en cas de création d'EDA dans des délais serrés. Aussi, EDF suggère un assouplissement des délais. (concerne également 4.2.1.3 et 4.2.1.4, 4.2.2.3.1.3, 4.2.2.3.2.1. (liste non exhaustive) : à noter, ces mentions répétées dans plusieurs articles pourraient être mises en commun ?)		RTE propose de conserver le délai de 10 jours. Ce délai est nécessaire aux opérations de collecte de données, de contrôle et de mise à jour des référentiels par les gestionnaires de réseau.
EDF	4.3.1.3.2	Points de fonctionnement / Annexe 12 : EDF comprend qu'il s'agit de reporter l'ancienne annexe du contrat Services Système définissant les points de fonctionnement (codes implicites, triplets [puissance ; RP ; RS]), sans impact sur les fichiers de transmission des CUO des offres implicites (CT_PROD_1&2.csv)		Oui il s'agit bien de l'ancienne annexe des règles SSY. Non il n'y a pas de modification sur le format des CUO
EDF	4.3.1.3.3	Conditions d'Utilisation des Offres Explicites (CUO) : RTE propose le passage en chronique (48 valeurs) du DMO : EDF demande des précisions sur la date d'application de cette évolution, et demande une publication des spécifications SI avec un préavis suffisant (a minima six mois)		Cette évolution entrera en vigueur en même temps que les règles.
Voltalis	4.3.1.3.3.	conditions d'utilisation des offres explicites. Le Projet de Règles ne propose aucune évolution des paramètres des conditions d'utilisation des offres explicites, malgré la proposition de Voltalis permettant de prendre en compte les souplesses apportées par l'effacement		Une telle évolution n'ayant pas été concertée, RTE conserve la configuration actuelle
Actility Energy	4.3.1.3.4	La contrainte de DMO s'applique-t-elle également pour les offres à la baisse de ces moyens ?		Cette contrainte s'applique également sur les offres à la baisse de ces moyens
UNIDEN	4.3.1.3.5	L'UNIDEN regrette cependant que cette évolution [*capacités d'effacement inférieures à 10 MW et supérieures à 1 MW*] ne puisse pas être mise en place dans des délais plus courts.		Cette mise en œuvre progressive permet de répondre aux demandes des acteurs tout en assurant une mise en œuvre opérationnelle optimale.
GDF SUEZ	4.3.1.3.5	Plutôt que de considérer une puissance offerte à la Hausse ou à la Baisse inférieure à 10 MW comme nulle, GDF SUEZ recommande de le permettre et de ne pas assurer le respect de la préséance économique sur ces offres.		RTE a engagé un calendrier pour permettre progressivement à des capacités inférieures à 10 MW d'accéder au MA
GDF SUEZ	4.3.1.4.1	GDF SUEZ demande de la souplesse sur la limitation à 5 EDA en fonction des demandes des acteurs si celles-ci venaient à être faites avant octobre 2015		RTE a engagé un calendrier pour permettre progressivement à des capacités inférieures à 10 MW d'accéder au MA. Ce calendrier sera discuté plus largement à l'occasion de la prochaine concertation relative aux règles MA-RE.
EDF	4.3.2	ex D.4.2 parcours d'une offre d'ajustement : pourquoi supprimer le schéma ? Il est indispensable pour bien comprendre toutes les notions de "délai", "plage"," instant", …		Ce schéma est non contractuel et n'a donc pas sa place dans les règles. En revanche, RTE étudiera la possibilité d'étoffer la page des règles MA-RE sur son site internet et pourrait ainsi y faire figurer un tel schéma.
GDF SUEZ	4.3.2.1	GDF SUEZ recommande de préciser que les offres doivent être soumises avant l'heure limite d'accès au réseau		Les offres peuvent être soumises avant l'HLAR.
EDF	4.3.2.2.2	Modification des Conditions d'Utilisation des Offres Implicites (CUO) : EDF partage la suppression de l'actuel D.4.3 (qui prévoyait la mise en place de redéclaration par voie informatique, associée à un dispositif complexe d'acceptation/refus de ces redéclarations). Le format des Offres Implicites sera probablement impacté par la déclinaison prochaine du Code "Balancing", il convient donc		RTE partage cette position

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		de ne pas entreprendre de modifications des Systèmes d'Information qui ne présenteraient qu'une application de durée limitée.		
UNIDEN	4.4.2.3	Cependant, l'UNIDEN souhaite que les délais de mise en œuvre de ces nouvelles modalités [*TAO*] soient compatibles avec les délais de mise en place par les sites concernés des dispositifs informatiques ad hoc.		La mise en œuvre du dispositif TAO se fera en concertation avec les acteurs concernés
GRD	4.4.2.3	Les GRD ont noté que leur besoin pour la conduite et l'exploitation du réseau qu'ils exploitent, exprimé à travers le groupe de travail sur les capacités raccordées au RPD et la consultation TAO en juin 2014, de disposer en temps réel d'informations (EDA d'activation, Instant d'Activation, Instant de désactivation et sens de l'ajustement) sera mis en œuvre ultérieurement dans le cadre du planning de déploiement de TAO.		
EDF	4.4.2.4.3.1	Le média de transmission du mode dégradé actuellement en vigueur (télécopie) n'est plus indiqué. La notion de Notification telle que définie en 1. englobe des moyens non appropriés à l'urgence de la situation. Il est donc nécessaire de préciser que la télécopie sera utilisée.		La mise en forme initiale a été reprise
GDF SUEZ	4.5.2.1.2.1	les règles accordent 3 jours ouvrés pour vérifier les données. GDF SUEZ demande à ce que ce délai soit prolongé à 20 jours ouvrés		Un délai plus long serait de nature à retarder le processus de contrôle du réalisé et les traitements qui en dépendent (rémunération des ajustements, reconstitution des flux, versement fournisseur).
GRD	4.5.2.1.2.1	Le GRD et RTE peuvent convenir, si cela est compatible avec la méthode de contrôle du réalisé, que ces données soient transmises à RTE à une maille agrégée. Cela permettrait aux GRD qui le souhaitent de transmettre des courbes site à site et pour ERDF d'anticiper une augmentation des volumes de données à transmettre, dans un contexte de développement de la participation des sites raccordés au réseau de distribution aux mécanismes de marché, en rationalisant les envois et optimisant la volumétrie des données échangées.		RTE maintient sa proposition d'envoi site à site qui facilite le traitement du multi-tout.
GRD	4.5.2.1.2.1	Concernant l'envoi à l'acteur d'ajustement, il pourrait être transmis par défaut à l'acteur la courbe de charge totale, agrégée à la maille de l'EDA (pour la part GRD de l'EDA) et la courbe de charge individuelle de chaque site s'il en fait la demande. En effet, certains acteurs d'ajustement reçoivent par ailleurs les courbes de charge individuelles par site (RE mandaté, Fournisseur). Aussi, toujours dans l'esprit d'optimiser la volumétrie des données échangées, plutôt que d'inscrire dans les règles le principe d'une transmission systématique, la transmission de courbes de charge site à site serait optionnelle en fonction du besoin de l'acteur d'ajustement.	"Les Courbes de Charge des Sites Télérelevés raccordés au RPD pour une semaine S, dont un Jour au moins appartient au Mois M, sont envoyées, ~~Site par Site~~, à RTE et à l'Acteur d'Ajustement concerné par le GRD auquel sont raccordés les Sites, à une maille suffisante pour l'ensemble des traitements effectué par RTE. Si l'Acteur d'Ajustement en fait la demande, les CdC par site lui sont également transmises."	Le GRD pourra proposer le service d'agrégation aux acteurs d'ajustement. Pour autant, RTE souhaite que, par défaut, la courbe individuelle de chaque site soit transmise.
GRD	4.5.2.1.2.1	Il est nécessaire de mettre en cohérence les dates d'envoi des envois des courbes de charges pour la première et la seconde quinzaine du mois M	"Si la semaine S contient un Jour strictement antérieur au seizième (16) Jour du Mois M, l'envoi susmentionné doit avoir lieu le premier jeudi suivant le vingt-huitième Jour du Mois M."	La rédaction a été modifiée à la suite des retours de la consultation et semble dorénavant être consensuelle.
EDF	4.5.2.1.2.1	Préciser le processus en cas de contestation des données par l'AA (il semble que RTE procède au contrôle de réalisé malgré tout, puis le régularisera le mois suivant ?). Quel timing pour la correction de l'écart RE du site concerné ? Quel impact pour les consommations ajustées des autres sites de l'EDA, qui sont impliqués via la "règle de 3" ?		La régularisation se déroule selon les mêmes règles que celles utilisées actuellement. Cela peut avoir un impact jusqu'en M+12.
Voltalis	4.5.2.1.2.2	si le GRD dispose de la Courbe de charge d'un site Profilé, c'est cette mesure qui est utilisée. L'utilisation d'une courbe de charge issue des GRD n'est pas techniquement pertinente, et en outre présente deux inconvénients : d'une part, elle n'est pas facilement compatible avec l'exclusion des GRD de tout mécanisme de contrôle,		RTE se limite à la lecture de l'article 6 du décret effacement

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		correspondant aux recommandations de la CRE, de l'Autorité de la Concurrence et de la Loi; d'autre part, cette mesure a un coût de gestion inutile; la vérification de quelques courbes peut se faire lors des audits. Il convient donc de permettre l'utilisation des courbes de charge de l'OE systématiquement, si tel est son choix.		
GRD	4.5.2.1.2.2	Nous accueillons favorablement la proposition de RTE concernant la possibilité d'utiliser les données du GRD lorsqu'elles sont disponibles pour des sites profilés. Nous souhaitons souligner toutefois que cette disposition qui découle du décret devrait être mise en œuvre au plus tôt dans les mêmes conditions que les règles NEBEF 2 et sommes à la disposition de RTE pour travailler sur les modalités opérationnelles à prévoir.		RTE fera son possible pour mettre en œuvre cette disposition dans un délai raisonnable
GRD	4.5.2.1.2.2	Il convient de rappeler que la CNIL a prononcé des recommandations concernant la transmission à des tiers de courbes de charge au pas 10 minutes des personnes physiques qui constituent des données à caractère personnel susceptibles de révéler des informations détaillées sur les habitudes des vies des personnes. Ce point est à instruire		Cette transmission est régie par les articles confidentialité et responsabilité des règles. Il semble nécessaire pour les AA et les sites d'encadrer contractuellement ces échanges.
EDF	4.5.2.1.2.2	En cohérence avec la possibilité d'utiliser les données du GRD à partir d'une date H, le 3ème paragraphe doit évoluer.	Quand elles proviennent de l'Acteur d'Ajustement, les Courbes de Charge des Sites de Soutirage Profilés pour une semaine S […] sont transmises à RTE par l'Acteur d'Ajustement, au plus tard à 12h le jeudi de la semaine S+2. A partir d'une date H qui sera Notifiée par RTE, elles sont transmises à RTE par le GRD quand il les établit.	La rédaction a été adaptée
Energy Pool	4.5.2.1.3	Energy Pool soutient la remarque d'EDF publiée par RTE :"prévoir une publication vers les AA des chroniques de primaire et secondaire pris en compte, à maille EDA. (ou a minima des données nécessaires au calcul : niveau et fréquence)"		Pour des raisons de confidentialité, RTE n'estime pas être en mesure de transmettre ces informations. L'acteur d'ajustement devra formuler une demande auprès du site concerné.
EDF	4.5.2.1.3	Pourquoi la contribution au Réglage Primaire n'est-elle pas corrigée sur les sites d'injection ?		Au vu des échéances de mise en œuvre des règles V7, une priorisation des évolutions opérationnelles a été nécessaire. Le maintien d'une tolérance de 20% sur l'exécution des ordres d'ajustement pour les sites d'injection permet, de manière transitoire, de ne pas prendre en compte les énergies de réglage primaire pour les sites d'injection.
EON	4.5.2.2	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		Cf. rapport d'accompagnement, paragraphe 2.6.3
UNIDEN	4.5.2.2	L'UNIDEN regrette cependant que l'intégration de cette méthode aux règles du mécanisme d'ajustement ne se fasse pas en même temps que dans les règles NEBEF.		Cf. rapport d'accompagnement, paragraphe 2.6.3
Energy Pool	4.5.2.2.2.1	Lors d'activations successives il faut éviter que les Plages de Mise en œuvre se recouvrent. La formulation proposée par RTE dans cet article ne permet pas de traiter le cas où l'Instant d'Activation moins le Délai de Mobilisation de l'Offre est antérieur à l'Instant de Début d'Ajustement.	Proposition de reformulation: Les Activations successives d'une même Offre doivent être traitées de manière particulière lorsque la durée entre l'Instant de Fin d'Ajustement de l'Ordre d'Ajustement précédent et l'Instant d'Activation moins le Délai de Mobilisation de l'Offre concerné couvre moins d'un Pas demi-horaire. Dans ce cas, la puissance permettant d'établir la Courbe de référence de l'Ordre d'Ajustement concerné est égale à la puissance moyenne P1 du premier Ordre d'Ajustement.	La rédaction a été modifiée

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
			Une autre formulation pourrait être: Les Activations successives d'une même Offre doivent être traitées de manière particulière lorsque les Plages de Mise en Œuvre des activations concernées sont concomitantes sur au moins un Pas Demi Horaire. Dans ce cas, la puissance permettant d'établir la Courbe de référence de l'Ordre d'Ajustement concerné est égale à la puissance moyenne P1 du premier Ordre d'Ajustement.	
Energy Pool	4.5.2.3.1	La définition du volume réalisé (Vr) doit traiter de manière explicite le cas où le contrôle du réalisé de RTE montre que l'ajustement réalisé est de sens inverse à l'ajustement demandé par RTE. Par ailleurs il manque des majuscules au "volume réalisé", celui-ci étant défini au début de la section.	Le Volume Réalisé (Vr) est établi pour chaque Pas Demi-Horaire ayant fait l'objet d'un Ordre d'Ajustement. Il est obtenu par une comparaison, sur les Pas 10 minutes ayant fait l'objet d'un Ordre d'Ajustement, entre la Courbe de Charge de l'EDA et sa Courbe de Référence. En cas de bonne exécution de l'Ordre d'Ajustement, le Volume Réalisé est de signe positif, qu'il s'agisse de l'Activation d'une Offre à la Hausse ou à la Baisse. En cas d'ajustement en sens inverse de l'ordre le Volume Réalisé est considéré comme nul.	La rédaction a été modifiée
UNIDEN	4.5.2.3.2	L'UNIDEN souhaite que l'interdiction portée sur des effacements concomitants sur un couple EDE/EDA comportant au moins un site en commun soit levée ou a minima assouplie dans le cadre des EDE télérelevées et des EDA de soutirage télérelevées.		La concomitance MA/NEBEF sera rendue possible dès lors qu'une méthode de répartition adéquate des énergies aura été concertée
Voltalis	4.5.2.3.2	concomitance MA/Nebef. La concomitance MA/Nebef doit être rendue possible dès l'entrée en vigueur du Projet de Règles. En outre, rien ne s'oppose à l'utilisation de la méthode du RAS sur le MA, qui doit donc être rendue possible.		La concomitance MA/NEBEF sera rendue possible dès lors qu'une méthode de répartition adéquate des énergies aura été concertée
EDF	4.5.3	EDA point d'échange : les notions Ve et Vr n'ont pas été définies pour ce type d'EDA. Par ailleurs, Ve semble n'avoir que deux valeurs : "nul" ou "non nul" -> si Ve est non nul, que vaut-il ? (et que vaut Vr utilisé au 4.6.1.1)		Les pénalités associées aux EDA point d'échange (Ve non nul) sont gérés par les règles d'accès aux interconnexions. RTE propose de ne pas détailler davantage le processus dans les règles MA-RE.
EDF	4.5.4	L'actuel D.10.3.1 précise que la traçabilité SYGA mentionnée au §D.5.2.3 / 4.4.2.3 ("restitution informatique des ordres") est régularisée en cas d'exécution défaillante (ce qui conduit à traiter la facture MA sur la base du volume réalisé). Cette mention a disparu -> préciser ce qui est prévu, notamment en lien avec le § 4.6.1.1 et la section 2 ("régularisation d'ordre" -> attention à ne pas introduire de confusion entre "ordre TAO" et "restitution de l'ordre pour la traçabilité")		Une partie traçabilité des ordres d'ajustement a été ajoutée
Energy Pool	4.5.4.1.1	Afin d'éviter toute confusion, il serait utile d'expliciter l'absence de pénalisation en cas de sur-ajustement.	La phrase suivante pourrait être rajoutée à la fin de l'article 4.5.4.1.1: En cas de sur-ajustement le Volume Défaillant (Vd) est considéré nul sur chacun des Pas Demi-Horaire concerné.	RTE souhaite que des sur-ajustements répétés puissent conduire, en dernier recours, à des mesures coercitives. La rédaction actuelle a donc été conservée.
EON	4.6.2	EON regrette qu'aucune précision concernant leur intégration [*des effets de bord*] dans le versement n'ait été apportée en dépit de l'article 1er du décret du 3 juillet 2014		Cf. rapport d'accompagnement, paragraphe 2.6.3
Voltalis	4.6.2	Remise en cause globale du versement tel qu'il est décrit dans les règles et demande de mise en place d'une prime		Les règles sont établies conformément au cadre législatif et réglementaire en vigueur
UNIDEN	4.6.2.1	A ce titre, l'UNIDEN demande à ce que les sites télérelevés et raccordés au réseau de distribution puissent passer sous le régime du modèle corrigé s'ils en font la demande à RTE.		Une telle prise en compte nécessiterait des discussions plus poussées que celles qui ont eu lieu jusqu'à présent avec les GRD, notamment sur la faisabilité opérationnelle d'un tel modèle

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Actility Energy	4.6.2.1	En revanche, qu'en est-il [*modèle de versement*] des sites raccordés au RPD dans cette mouture des règles ?		Par défaut, les sites de soutirage télérelevés raccordés au RPD sont au modèle régulé. En l'état actuel des choses, ils peuvent uniquement opter pour le modèle contractuel
GDF SUEZ	4.6.2.1.1	le modèle corrigé ne peut pas être appliqué aux sites sur le RPD pour des raisons pratiques. GDF SUEZ souhaite que ce modèle soit élargi et rendu obligatoire aux sites télérelevés sur le RPD à une date D à définir.		L'instruction d'une telle possibilité fera l'objet de discussions lors de la prochaine concertation relative aux règles MA-RE. En revanche RTE souhaite limiter les dispositions qui seront mises en œuvre à une date XXX.
GRD	4.6.2.1.1	Il est étonnant que l'information sur le modèle contractuel ou régulé passe directement par RTE dans le cas de sites raccordés au RPD. Cela complique le processus d'échanges. Cette information pourrait être collectée par le GRD dans le cadre de la gestion de périmètre. Par ailleurs, l'annexe 17 mentionne le numéro de PADT pour les sites RPD ce qui ne correspond pas aux références d'identification précisées à l'article 4.2.2.1.1		Pour une EDA Soutirage Profilée, l'éventuel accord entre l'AA et le fournisseur porte sur l'ensemble des sites de l'EDA. Ainsi, la portée de cet accord ne se limite pas au périmètre d'un GRD. RTE propose donc de maintenir le schéma décrit dans les règles soumises à la consultation.
EDF	4.6.2.1.2	EDF est favorable à la possibilité d'opter pour le Modèle Contractuel. Néanmoins, le Rapport d'Accompagnement (§ 2.4.2.2) propose de le rendre obligatoire lorsque *"(…) le fournisseur et l'acteur d'ajustement sont représentés par une même personne morale".* EDF n'est pas favorable à un tel caractère obligatoire (qui n'est d'ailleurs pas repris dans le projet de Règles mis en consultation).		RTE a souhaité retirer cette proposition.
Energy Pool	4.6.2.2	Energy Pool soutient globalement les évolutions proposées par RTE permettant l'introduction de souplesses dans la constitution des EDA (" le multi tout"), qui représentent de réelles avancées dans la prise en compte de l'agrégation, permettant aux effacements de se développer. Energy Pool soutient la méthode de répartition du Volume Réalisé à la maille de l'EDA entre les Fournisseurs des Sites de Soutirage effacés proposée par RTE. Cette méthode effectue le contrôle du réalisé à la maille de l'EDA par pas demi horaire. La répartition du volume par Fournisseur est basée sur le contrôle du réalisé pour l'ensemble de sites considéré, le Volume Réalisé d'un ensemble de sites ayant contribué en sens inverse étant apprécié comme nul.		
Voltalis	4.6.2.3.1.4.	le versement est égal au barème*Volume d'effacement réalisé (4.2.2). Conformément à la volonté du législateur (cf. articles et débats de la Loi de Transition énergétique), le versement doit tenir compte des quantités d'énergie injectées, qui sont nulles (hors report). Le versement doit donc être limité à la part d'énergie reportée.		Les règles sont établies conformément au cadre législatif et réglementaire en vigueur
Voltalis	4.6.2.3.1.5	L'encours doit tenir compte de la différence nette (versement-prime) : le versement pourrait être payé par RTE jusqu'à hauteur du montant de la prime, par autorisation de RTE par l'OE auprès de la CDC (au moyen d'une annexe tripartite dédiée).		Le versement résulte d'un échange financier entre l'AA et le fournisseur des sites de soutirage effacés. La prime est versée par l'administration compétente. RTE n'estime pas être en mesure de faire le solde de ces deux montants.
Actility Energy	4.6.2.3.1.5	Sur le mécanisme d'ajustement, contrairement à NEBEF, c'est bien RTE qui rémunère les ajustements à la hausse. Par conséquent, sauf cas de pénalités systématiques ou presque, c'est bien l'acteur d'ajustement qui est en risque vis-à-vis de RTE.		Le mécanisme de sécurisation financière vise à sécuriser les flux financiers entre l'acteur d'ajustement et les fournisseurs des sites de soutirage effacés. D'un point de vue juridique, il semble compliquer de faire le solde des flux dus par RTE à l'AA et de ceux dus par l'AA au fournisseur qui, du fait du décret, transitent par RTE. Les flux NEBEF et MA seront gérés séparément.
Energy Pool	4.6.2.3.1.5.1	Energy Pool estime que les mesures de sécurisation financière proposées par RTE au titre des montants dus par l'Acteur d'Ajustement aux Fournisseurs consécutivement à un effacement, sont de nature à constituer une barrière à l'entrée pour les acteurs	Energy Pool propose de rajouter le terme suivant au bilan financier présenté à l'article 4.6.2.3.1.5.1: – une estimation des montants dus par RTE à l'Acteur	Le mécanisme de sécurisation financière vise à sécuriser les flux financiers entre l'acteur d'ajustement et les fournisseurs des sites de soutirage effacés. D'un point de vue juridique, il

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		indépendants, qui ne lui semble pas justifiée. Les modalités de sécurisation financière ont un impact négatif sur les flux financiers de l'Acteur d'Ajustement. Or, la logique économique incite l'Acteur d'Ajustement à déposer une offre sur le MA qui permet, a minima, de couvrir les frais de compensation aux Fournisseurs. Energy Pool s'oppose donc à la formule d'encours proposée par RTE. L'Acteur d'Ajustement, en qualité de fournisseur de RTE, bénéficie d'un règlement au titre de l'offre d'ajustement délivrée. En outre, d'une part **l'article 4.6.2.3.1.1 a été modifié dans un sens qui donne à RTE la propriété des sommes collectées sur le Fonds pour la Collecte et le Paiement du Versement. RTE n'est plus un intermédiaire transparent entre l'Acteur d'Ajustement et le Fournisseur, mais il devient le créancier de l'Acteur d'Ajustement à la place du Fournisseur. Le prix de valorisation des offres d'ajustement du à l'Acteur d'Ajustement par RTE et la compensation due à RTE par l'Acteur d'Ajustement étant intrinsèquement liés, il apparait justifié qu'une compensation entre ces deux dettes soit possible.** Dans la mesure où le versement de la compensation est effectué en amont du paiement par RTE (principe prévu dans les règles proposées), RTE porte dans la majorité des cas (excepté lorsque le prix de dépôt d'offre serait inférieur au prix de la compensation) une dette envers l'Acteur d'Ajustement et n'est donc pas exposé à un risque financier. De plus, RTE peut bloquer les paiements aux AA n'ayant pas effectué le versement de la compensation. D'autre part, RTE est protégé d'un besoin en fonds de roulement négatif par l'article 4.6.2.3.1.2 "Les fonds collectés auprès des Acteurs d'Ajustement sont versés aux Fournisseurs d'Electricité par RTE après encaissement auprès des Acteurs d'Ajustement." Enfin, en dernier recours, RTE se donne le droit de communiquer aux fournisseurs concernés l'identité des Acteurs d'Ajustement défaillants et le montant des sommes dues. RTE se donne ainsi la possibilité de s'exonérer auprès du Fournisseur de sa propre dette (régler le prix de compensation), ou a minima, donne au Fournisseur le moyen de se retourner contre l'Acteur d'Ajustement par le biais d'une action directe. Ainsi, les dispositions de sécurisation financière telles que proposées par RTE semblent disproportionnées par rapport au risque réellement encouru par RTE, qu'elles devraient refléter. A la suite d'une activation, il semble donc cohérent que RTE soustraie de la rémunération versée à l'Acteur d'Ajustement pour le service rendu, les montants dus par l'Acteur d'Ajustement au Fournisseur. **Ainsi Energy Pool propose que l'obligation de respecter la relation factures_non_réglées + estimation_compensation_à_verser < GB + Paiements Anticipés** **soit remplacée par l'obligation de respecter la relation factures_non_réglées + estimation_compensation_à_verser – estimation_rémunération_de RTE à l'Acteur d'Ajustement < GB + Paiements Anticipés**	d'Ajustement jusqu'à J-3 pour le Mois M et le Mois M-1 si le Jour J précède le vendredi entre le 14 et le 20 du Mois M. Ce montant vient diminuer l'encours de l'Acteur d'Ajustement. La formule de calcul utilisée pour ce montant pourrait être similaire à celle utilisée pour les montants dus par l'Acteur d'Ajustement aux Fournisseurs des Sites de Soutirage effacés. Le terme B_sitei_PDH de la formule précitée devrait néanmoins être remplacé par Prix d'Offre_sitei_PDH. Cette formule doit être appliquée à l'échelle de l'Acteur d'Ajustement, tout Site et toute EDA confondus.	semble compliquer de faire le solde des flux dus par RTE à l'AA et de ceux dus par l'AA au fournisseur qui, du fait du décret, transitent par RTE. RTE propose donc de conserver la disposition qui se trouve actuellement dans les règles.
EDF	4.6.2.3.1.8	"En cas de non paiement, par l'Acteur d'Ajustement, des sommes dues dans les délais susmentionnés, RTE n'est pas tenu de procéder aux versements (…)" EDF déplore que ce risque d'impayé soit in fine supporté par les responsables d'équilibre, dans des situations où ces derniers n'ont aucune relation contractuelle avec les opérateurs d'effacement, et n'auront comme seul recours qu'une procédure devant les autorités administratives.		Conformément à l'article 9 du décret du 3 juillet 2014, "la somme des montants versés par le fonds à chaque fournisseur ne peut être supérieure à la somme due à celui-ci et effectivement acquittée par les opérateurs d'effacement. RTE propose donc de conserver cette disposition.
EDF	4.6.2.3.1.9	Rémunération des sommes : le §5.5.3.2 auquel il est fait référence traite du reversement du compte Aju/Ecarts, et précise que la moyenne des taux Eonia s'applique entre M+4 et		RTE propose de supprimer l'Article concerné. Conformément au décret, les intérêts produits par les

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		M+12, **sans pour autant préciser ce qui est fait sur la période [M ; M+4]**. Dans le cas présent (sommes versées par anticipation par les AA), ces échéances M+4 à M+12 ne sont pas applicables, il convient de préciser les échéances prises en compte.		sommes figurants sur le compte sont prioritairement affectés au paiement de la rémunération, pour la gestion du compte, du GRT.
Energy Pool	4.6.2.3.2	"Le prix de versement correspond au prix de fourniture du contrat de fourniture existant entre le Site de Soutirage et son Fournisseur d'Electricité." Energy Pool attire l'attention de RTE sur cette formulation. Le prix de versement correspond uniquement à la part énergie du prix de fourniture.	"Le prix de versement correspond à la **part énergie** du prix de fourniture du contrat de fourniture existant entre le Site de Soutirage et son Fournisseur d'Electricité."	La rédaction a été modifiée
EDF	4.8.1.1	publications 21/22 : "EDA à CdCT" a été remplacé par "EDA télérelevée", en conséquence, le cas des EDA profilées n'est pas décrit. EDF demande si la formulation à retenir doit bien englober toutes les EDA soutirage (télérelevées et profilées).		EDA soutirage profilée et télérelevée
EDF	4.8.1.1	Ajout d'une échéance "définitive" M+1, mais il y a toujours la possibilité de régularisation postérieure : quels changements en pratique ?		Les corrections postérieures à M+1 doivent demeurer exceptionnelles
Voltalis	4.8.2	RE informés des ajustements activés et réalisés par catégorie Télérelevé/Profilé sur leur PE ; GRD informés des capacités d'ajustement et des instants d'activation/désactivation. Les RE et fournisseurs pourraient avoir besoin tout au plus, des ajustements réalisés sur leur périmètre, agrégés ; les GRD n'ont, en revanche, besoin d'aucune information (sauf l'exception prévue par l'article L.321-12 du code de l'énergie). S'agissant des informations agrégées, l'information doit porter uniquement sur les offres activées à la hausse, agrégeant production et effacement, plutôt que effacements seuls.		Les informations mentionnées aux articles 4.8.3 et 4.8.2 résultent de la concertation
EDF	4.8.2	EDF confirme l'intérêt de ces publications, qui correspondent à des termes décomptés du périmètre RE (section 2). Ces éléments sont nécessaires : - pour constituer une "consommation sans d'effacement", indispensable pour le calage des prévisions de consommation - pour la vérification de l'écart RE et son analyse		
GRD	4.8.3	RTE doit mettre à disposition des GRD les Chroniques d'Ajustement Réalisé à partir d'Entités composées de Sites raccordés à leurs réseaux, au moins pour les effacements sans dispositifs de comptage du GRD. En effet, pour le dimensionnement des ouvrages (les études de dimensionnement sont faites à partir de mesures observées et il convient de les corriger des effacements pour éviter de sous évaluer la consommation) Il nous semble qu'il y a inversion entre Offres implicites et Offres explicites, la puissance d'ajustement sollicitée ne s'applique t'elle pas aux offres explicites et le nouveau point de consigne aux offres implicites (càd l'inverse de ce qui est écrit dans les règles) ?		RTE propose de préciser les informations concernant les chroniques d'ordres d'ajustement qui sont mensuellement mises à disposition des GRD et d'ajouter une date I pour une disponibilité desdites informations plus près du temps réel
Voltalis	4.8.4	échanges entre RTE et GRD. L'analyse d'impact doit placer l'Acteur d'Ajustement au centre du REX, qui doit faire l'objet d'une convention spécifique.		Les acteurs d'ajustement pourront participer à ce REX s'ils le souhaitent. Cette participation pourra être faite à travers des conventions spécifiques.
GRD	4.8.4	En attendant de pouvoir disposer d'informations en temps réel sur les ordres d'ajustement via TAO, afin d'enclencher le processus d'apprentissage de l'impact des ajustements sur la gestion temps réel du réseau de distribution et d'étudier quelles serait des mailles électriquement pertinentes d'informations, les GRD proposent que les acteurs qui le souhaitent leur transmettre dès à présent des ordres d'activation. Cette option pourrait être mentionnée dans cet article.	Ajouter la phrase suivante : "Les activations de sites raccordés au RPD impactent nécessairement les flux sur les réseaux de distribution. Les GRD ont par conséquent besoin de disposer d'informations sur ces flux. Les Acteurs d'Ajustement qui le souhaitent sont invités à transmettre directement aux GRD les informations relatives aux ordres d'activation. Les GRD et Acteurs intéressés se rapprochent et s'engagent à partager mutuellement l'ensemble des méthodes et des données nécessaires au retour d'expérience."	Les règles n'interdisent pas ces échanges qui pourront être définis dans des contrats ad hoc.
GRD	4.8.4	Les GRD sont favorables à des retours d'expérience réguliers pour alimenter les travaux d'évolution des règle SI. Néanmoins la date du 01/09/15 semble prématurée du fait que ces règles ne seront appliquées qu'à partir de mars 2015. Il est préférable de disposer au	"avant le 01/04/2016"	La remarque a été prise en compte

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		moins d'une année complète afin de faire un rapport pertinent : les effacements réalisés en hiver seront en effet particulièrement étudiés par les GRD.		
Energy Pool	6.	Energy Pool considère qu'il n'y a à ce jour pas de fondement règlementaire justifiant de l'introduction de cet article. De plus il fait référence à des notions qui ne sont pas définies dans le document proposé, qui n'ont pas été présentées et par conséquent pas discutées au cours de cette consultation. Or les changements qui seraient associés à cet article sont majeurs, ils demanderaient donc une analyse fine et une consultation de l'ensemble des acteurs. Compte tenu le dynamisme avec lequel les règles REMA évoluent, Energy Pool propose de discuter et d'introduire ce chapitre dans une version ultérieure des règles, et ce une fois que son cadre d'application aura été défini par ailleurs.	Energy Pool propose de supprimer cet article.	RTE propose simplement de conserver à l'identique les dispositions des règles existantes. Les dispositions de l'article 6 restent inapplicables
GRD	6	Les prévisions d'effacement publiées sur le site du CURTE ne doivent pas uniquement concerner les prévisions faites par les fournisseurs mais aussi par les opérateurs d'effacement		Les dispositions de l'article 6 ne sont pas applicables
EDF	6.	Prévisions d'effacement : EDF est favorable au maintien de cet article.		

Section 1 – Article 5 : Recouvrement des charges d'ajustement

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GDF Suez	5.2	GDF SUEZ n'est pas favorable à l'introduction de l'injection pour le financement de la réservation de capacités sur le mécanisme d'ajustement. Vous trouverez ci-joint la contribution de GDF SUEZ à la consultation d'octobre 2013.		La question de l'élargissement du financement des réservations de capacité à l'injection physique sera instruite plus précisément en 2015.
EDF	5.5.1	préciser "infrastructures de télécommunications entre un seul de ses Receveurs d'Ordres et RTE" : EDF demande qu'il soit explicité que pour chaque titulaire d'un contrat de réserves rapide et complémentaire, le compte A/E prend en charge les frais d'exploitation d'un unique lien télécom TAO, indépendamment du nombre de receveurs d'ordres du souscripteur ? Préciser où sont définies les charges citées (tests de qualification, lien télécom).		Les charges citées seront décrites sur le site internet de RTE
EON	5.5.1	Financement de réservation des capacités d'ajustement : 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		La question de l'élargissement du financement des réservations de capacité à l'injection physique sera instruite plus précisément en 2015.
UNIDEN	5.5.1	l'UNIDEN soutient pleinement l'approche de RTE consistant à élargir l'assiette de financement des RR/RC et des capacités d'effacement aux injections, et donc à faire porter les coûts de contractualisation à la fois aux soutirages physiques et aux injections physiques		La question de l'élargissement du financement des réservations de capacité à l'injection physique sera instruite plus précisément en 2015.

Section 1 – Annexes

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
Energy Pool	Annexe 9 des règles RE/MA V.6.3	Energy Pool ne s'oppose pas au principe du primo-contractant défini par le décret n° 2014-764, mais seulement à sa combinaison avec toute autre disposition qui laisserait la possibilité à des « effacements » tarifaires d'être certifiés par RTE ultérieurement, (selon des règles non connues à ce jour). En effet, si la participation directe ou via un agrégateur des sites à des mécanismes de type NEBEF, MA (et/ou réserves) peut être aisément vérifiée voire révoquée par l'agrégateur au moment du rattachement d'un site à son périmètre, il devient au contraire difficile pour un agrégateur de demander à un site de consulter et renégocier son contrat de fourniture (s'il contient des clauses d'effacement tarifaire) avant tout engagement avec cet agrégateur, par crainte qu'en cours de contrat, les effacements tarifaires soient certifiés. Au demeurant, il est d'autant plus difficile pour l'agrégateur d'effectuer cette vérification si la définition de l'effacement n'est pas claire et si elle est amenée à évoluer au gré des futurs jeux de règles. Ainsi Energy Pool demande la réintroduction de l'Annexe 9: "Accord de Rattachement à un Périmètre d'Ajustement pour les Sites de Soutirage et les Sites d'Injection constitutifs d'une EDA" comme seul document pouvant attester du rattachement d'un Groupe de Production ou d'un Site à une EDA. En outre il est indispensable que ce document, matérialisé par l'Annexe 9 des règles RE/MA V.6.3, fasse l'objet d'une signature indépendante de tout contrat signé par ailleurs entre le Titulaire du site et l'Acteur d'Ajustement.		Les règles sont établies conformément au cadre législatif et réglementaire en vigueur
GRD	ANNEXE 6	Cette annexe n'est pas adaptée aux sites raccordés au RPD. Comme expliqué dans les remarques sur les définitions, la notion de groupe de production n'existe dans aucun texte réglementaire, elle n'est pas utilisée par les GRD. Les textes reconnaissent l'Installation de Production qui est autorisée au sens du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000 modifié ou est réputée autorisée à exploiter au titre de l'article L311-6 du code de l'énergie. Cette installation fait nécessairement l'objet d'un contrat d'accès au réseau l'autorisant à injecter sur le réseau auquel elle est raccordée ou le cas échéant d'un contrat de service de décompte (ou de prestation de décompte) convenu avec le gestionnaire de réseau concerné.		La remarque a été prise en compte. L'Annexe 6 fait référence aux sites d'injection raccordés au RPD.
GRD	ANNEXE 7	Le contrat de décompte ne peut-il pas aussi concerner un site RPT ? L'Article 4.2.2.1.2 ne concerne pas la relation entre un fournisseur et un site CARD (mais la relation entre le site et l'acteur d'ajustement), cette référence est erronée. Il conviendrait de préciser : - que le rattachement peut être dénoncé à tout moment par la transmission d'un nouvel accord de rattachement avec un nouveau fournisseur - qu'en l'absence de déclaration d'un fournisseur le site ne peut pas intégrer une EDA Soutirage		La référence est peut-être insuffisamment précise. Il s'agit de l'article 4.2.2.1.2.2 dans son deuxième paragraphe
GRD	ANNEXE 8	L'articulation entre la gestion de l'annexe 8 par l'acteur d'ajustement et les modalités de gestion des périmètres mises en œuvre par le GRD n'est pas claire. Ainsi il est étonnant que l'annexe 8 prévoit : - que l'acteur communique les références des sites et les GRD concernés au sein des EDA, - "Pour les EDA Soutirage Télérelevée, l'Acteur d'Ajustement remplit un fichier Excel, disponible sur le Site Internet de RTE, explicitant la composition desdites EDA". En effet dans le cas ou l'EDA comprend des sites raccordés au RPD le fichier avec la liste des sites et les EDA a été adressé par l'acteur au GRD qui procède aux vérifications ad hoc et notifie à RTE la liste des sites RPD intégrant le périmètre de l'acteur. Si l'acteur notifie de son côté à RTE cela fait doublon et complexifie le processus pour l'acteur.		La rédaction a été modifiée. L'annexe 8 matérialise un processus de transmission d'informations entre RTE et l'Acteur d'Ajustement et non l'inverse.
GRD	ANNEXE 9	Cette annexe n'est pas adaptée aux sites raccordés au RPD. Comme expliqué dans les remarques sur les définitions, la notion de groupe de production n'existe dans aucun texte réglementaire, elle n'est pas utilisée par les GRD. Les textes reconnaissent l'Installation de Production qui est autorisée au sens du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000 modifié ou est réputée autorisée à exploiter au titre de l'article L311-6 du code de l'énergie. Cette installation fait nécessairement l'objet d'un contrat d'accès au réseau l'autorisant à injecter sur le réseau auquel elle est raccordée ou le cas échéant d'un contrat de service de décompte (ou de prestation de décompte) convenu avec le gestionnaire de réseau concerné. Par ailleurs, dans le cas des sites raccordés au RPD le fichier avec la liste des sites et les EDA a été adressé par l'acteur au GRD qui procède aux vérifications ad hoc et notifie à RTE la liste des sites RPD intégrant le périmètre de l'acteur. Si l'acteur notifie de son côté à RTE cela fait doublon et complexifie le processus pour l'acteur.		La première partie de la remarque a été prise en compte par RTE. Sont visés, dans l'annexe 9, les groupes de production ou sites d'injection. La seconde partie de la remarque semble faire référence à l'Annexe 8, traitée par ailleurs.
GRD	ANNEXE 10	Relève des règles NEBEF	A supprimer	La suppression est effective.
EDF	Annexe 6	Rattachement au périmètre de programmation : identification des groupes par "codes décompte" : quid sites injection RPD (référence du PADT ?). L'ancienne annexe précisait si le site est RPT ou RPD, ne faudrait-il pas le maintenir ?		La modification est effective.

Section 2 – Chapitre A : Définitions

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	Conditions Particulières	Il est confusant de ne pas faire référence dès le chapitre des définitions au contrat existant entre le RE et le GRD. En effet, conformément à l'article B.3.1 de la section 2 des Règles RE, "Le contrat entre un Gestionnaire de Réseau de Distribution et un Responsable d'Equilibre est constitué : – de conditions générales constituées des Chapitres A, B, E et F de la Section 2 des Règles, – de conditions particulières dont un modèle figure en Annexe E-C1 du Chapitre E de la Section 2 des Règles." Il conviendrait d'ajouter une définition "Conditions Particulières GRD - RE" et la définition comme proposée ci-après. En cohérence, le terme Conditions Particulières dans la version actuelle devrait devenir "Conditions Particulières RTE-GRD".	Conditions Particulières RTE-GRD + créer la nouvelle définition : Conditions Particulières GRD-RE : "Conditions Particulières du contrat conclu entre un GRD et un RE figurant en Annexe E-C1 de la Section 2 des Règles." et mettre en cohérence les occurrences des termes.	OK. Cette modification est prise en compte.
GRD	Contrat Unique	Comme pour le GRD-F, il faudrait faire référence au fondement légal du CU art L 111-92 alinéa 2 du Code de l'énergie. Coquille à corriger au mot "fourniture" écrit "fourniture" Dans un souci de fluidité de la phrase précise que le contrat a pour objet "de définir"	Contrat au sens de l'article L 111-92 alinéa 2 du Code de l'énergie conclu entre un Fournisseur et un Consommateur. Ce contrat a pour objet de définir tant les modalités de fourniture d'électricité à un prix de marché que les modalités techniques, juridiques et financières d'accès au réseau d'électricité.	Proposition RTE : Contrat conclu entre un Fournisseur et un Consommateur. Ce contrat a pour objet de définir tant les modalités de fourniture d'électricité à un prix de marché que les modalités techniques, juridiques et financières d'accès au réseau d'électricité
GRD	Installation de Comptage	"relevées par les Gestionnaires de Réseau."	relevé par le Gestionnaire du Réseau auquel le Site est raccordé"	OK. Cette modification est prise en compte.
GRD	Notification	Il est très étrange d'avoir précisé une Partie ou un GRD comme si le GRD n'était pas une Partie aux contrats bipartites au même titre que RTE et les RE cf. "Une Notification au titre des Règles est un écrit qui est transmis par une Partie ou un GRD à une autre Partie ou un GRD" Il n'est plus indiqué comme c'était le cas dans l'ancien article B7 que les coordonnées des Parties auxquelles doivent être adressées ces Notifications sont précisées dans l'Accord de Participation ou toutes autres coordonnées Notifiées par une Partie à l'autre Partie.	"Une Notification au titre des Règles est un écrit qui est transmis par une Partie ~~ou un GRD~~ à une autre Partie ~~ou un GRD~~" Indiquer comme c'était le cas dans l'ancien article B.7 que "les coordonnées des Parties auxquelles doivent être adressées ces Notifications sont précisées dans l'Accord de Participation ou toutes autres coordonnées Notifiées par une Partie à l'autre Partie. "	OK. Cette modification est prise en compte.
GRD	Profil	*Définition proposée : Se référer à la définition Profilage de la consommation ou de la production.* La notion de profil mérite une définition à part entière, différente de profilage. Le profilage est la manière dont sont utilisés les profils.	"Représentation statistique de la façon (forme) dont un groupe de clients consomme ou produit, au cours du temps"	OK. Proposition RTE : Représentation statistique de la façon ou forme dont une catégorie d'utilisateurs consomme ou produit au cours du temps.
GRD	Profilage de la consommation ou Profilage de la Production	*Définition proposée : Désigne la méthode utilisée par les GRD pour estimer les consommations ou les productions, par Pas Demi-Horaire,* ***des Sites qui ne sont équipés que de compteurs à Index, relevés sur des périodes longues (par exemple 6 mois) ou des Sites pour lesquels leur Fournisseur opte pour le Profilage****, Cette méthode est basée sur la détermination, pour des catégories de clients, de la forme réputée de leur consommation ou production (les Profils).* Le TURPE prévoit que c'est l'utilisateur qui choisit soit directement (contrat CARD) soit indirectement (via son fournisseur lorsqu'il est en CU) le service index ou cdc de la composante de comptage selon des conditions complétées dans le contrat d'accès au réseau. Ainsi par exemple il existe des consommateurs ayant conclu des contrats CARD en Basse Tension profilés et il existe des producteurs en contrat CARD avec compteur à cdc profilés. La rédaction proposée n'est donc pas correcte. Cette considération relève plutôt	"Désigne la méthode utilisée par les GRD pour estimer au pas Demi Horaire les consommations ou les productions des Sites. Cette méthode est basée sur la détermination de forme de consommation ou production, par catégorie d'utilisateurs du réseau (les Profils)"	OK. Cette modification est prise en compte.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		du paragraphe B.1.2.2 (voir proposition ci-après) et n'est pas à traiter à cet endroit.		
GRD	Site	"à défaut, pour les sites de consommation qui sont dépourvus d'un tel numéro, par la référence d'identification pertinente mentionnée à l'Article 4 de la Section 1 des Règles" La référence d'identification mentionnée à l'Article 4 de la Section 1 des Règles ne correspond pas à la notion de Site dans les contrats d'accès au réseau et dans la réglementation. En effet, en effet par exemple selon l'article 1 alinéa 2 du décret 2000-456 du 29 mai 2000 modifié relatif à l'éligibilité des consommateurs d'électricité, « Le site de consommation d'électricité est constitué par l'établissement, identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements, tel que défini par le décret du 14 mars 1973 susvisé, ou, à défaut, pour les sites qui sont dépourvus d'un tel numéro, par le lieu de consommation d'électricité. »	"Etablissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements (numéro SIRET), tel que défini par le décret n°73-314 du 14 mars 1973 portant création d'un système national d'identification et d'un répertoire des entreprises et de leurs établissements, ou, à défaut, pour les sites ~~de consommation~~ qui sont dépourvus d'un tel numéro, ~~par la référence d'identification pertinente mentionnée à l'Article 4 de la Section 1 des Règles~~ par le lieu de consommation ou de production d'électricité. Un site est soit un Site d'Injection soit un Site de Soutirage."	OK. Cette modification est prise en compte.
GRD	Définition Site de Soutirage Profilé	Le fait que le site de soutirage soit équipé ou non de dispositifs de mesure installés par l'Acteur d'Ajustement qualifié au titre de la section I ne doit pas entrer en ligne de compte dans cette définition. La section I et la section II sont deux mécanismes différents et l'activité des Acteurs d'Ajustement ne doit pas interagir avec le dispositif de Responsable d'Equilibre. Un site de soutirage profilé est un site raccordé au RPD qui dispose d'un contrat d'accès au réseau (CARD, CU, contrat intégré, Contrat de Service en Décompte) et dont la courbe de charge est estimée par Profilage au titre des présentes règles	"Un site de soutirage profilé est un site raccordé au RPD qui dispose d'un contrat d'accès au réseau (CARD, Contrat Unique, Contrat Intégré), ou d'un Contrat de Service en Décompte le cas échéant, et dont la courbe de charge est estimée par Profilage au titre des présentes règles"	RTE propose de supprimer la référence aux dispositifs de mesure installés par l'Acteur d'Ajustement. La définition est modifiée comme suit : "Il s'agit d'un Site de Soutirage : – raccordé, directement ou indirectement, au RPD ; et – qui dispose d'un Contrat d'Accès au RPD ; et – dont la Courbe de Charge de consommation est estimée par Profilage au titre de la Section 2 des Règles ; ou – raccordé à un GRD appliquant, pour ce Site de Soutirage, des dispositions simplifiées pour la reconstitution des flux conformément à l'Article B.1.2.3 et à l'annexe D3 de la présente Section des Règles et ne disposant pas d'une Installation de Comptage restituant des Courbes de Charges télérelevées."
EDF	Rq générales	Certaines modifications proposées ont des impacts SI, EDF demande donc la mise à disposition spécifications ainsi modifiées (notamment PUBLICATION/Dat@RTE)		La mise à disposition des spécifications modifiées, notamment PUBLICATION & DAT@RTE) sera réalisée dans nos meilleurs délais, courant du premier trimestre 2015.
EDF	A	"Les définitions prévalent sur ... " : les différentes Sections des Règles doivent être cohérentes entre elles. Un chapitre de Définitions commun à toutes les règles (Section 1, section 2, section 3, règles NEBEF) permettrait d'assurer cette cohérence.		Les définitions sont cohérentes dans les différentes sections.
EDF	Auxiliaires	Auxiliaires : renvoyer à la section 1 des Règles, ou bien dans la section 1 prévoir un renvoi à la section 2, pour ne faire apparaitre la définition qu'à un endroit. Par ailleurs, pour éviter toute ambiguïté, ne faudrait-il pas plutôt faire référence au Soutirage et à l'Injection du site de production ?		Nous avons fait le choix de ne pas faire des renvois à chaque définition mais uniquement lorsque les dispositions sont l'objet "principal" de la Section. Toutes les définitions relatives à la Programmation et l'Ajustement sont donc uniquement définies en Section 1. Nous proposons de retenir la définition d'"Auxiliaire" dans la Section 2 et de faire un renvoi de la Section 1 vers la Section 2. Nous veillerons à l'uniformité de toutes les définitions.
EDF	Consommation Ajustée	Consommation ajustée : la définition précise le cas des sites de soutirage RPT, mais pas des sites RPD : il est nécessaire de préciser la définition de "consommation ajustée" pour les sites RPD. **EDF ne partage pas la proposition faire par RTE en GT de distinguer la notion de consommation ajustée sur le RPT, et la notion de consommation hors bloc**	**Le gestionnaire de réseau** détermine la Consommation Ajustée d'un Site de Soutirage Télérelevé, **[Suppression de "raccordé au RPT"]** sur un intervalle de temps donné, […].	Le modèle corrigé ne s'appliquant uniquement aux sites RPT, RTE considère que la rédaction est adaptée.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		sur le RPD. Il est préférable de conserver une notion de consommation ajustée, afin d'être robuste à une éventuelle extension (en cible) de la consommation ajustée sur les sites RPD télérelevés. Dans l'immédiat, ces sites étant au modèle régulé ou contractuel, consommation ajustée = consommation hors bloc.		
EDF	Contrat intégré	cf. remarque faite sur section 1		Cf. réponse Section 1
EDF	Groupe de production	Groupe de Production : même remarque que pour "Auxiliaires", càd renvoyer à la section 1, ou bien dans la section 1 prévoir un renvoi à la section 2.		Cf. réponse Auxiliaires
EDF	Installation de production	Installation de production : cette notion est reprise dans la section 1 sous la définition de Site de production. Une harmonisation parait nécessaire entre les deux sections en choisissant une formulation unique et un renvoi à la section portant la définition retenue.		Cf. réponse Auxiliaires
EDF	Profilage	Profilage : dans la partie nouvellement proposée, indiquer que le profilage peut être appliqué à des sites pour lesquels le fournisseur opte pour **une Reconstitution des flux par** profilage		La rédaction de la définition de profilage a été adaptée.
EDF	Régularisation d'ordre	Régularisation d'ordre : la régularisation devrait concerner la restitution informatique à fins de traçabilité (Syga), et non l'Ordre d'ajustement tel que mentionné en Section 1 4.4.2.3 (TAO)		Une modification a été réalisée au 4.4.2.3 de la Section 1 des Règles pour préciser la traçabilité des ordres.
EDF	Site de Production	Site de Production : en lien avec la remarque précédente sur la définition "Installation de production", reprendre la formulation prévue à la section 1 des Règles, ou renvoyer à la section 1		Cf. réponse Auxiliaires

Section 2 – Chapitre B : Dispositions générales

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	B.1.2.2	*"Une méthode nationale de Profilage permet d'estimer la Courbe de Charge des Sites raccordés au RPD qui sont équipés d'Installations de Comptage restituant uniquement des Index ou pour lesquels le Fournisseur opte pour le Profilage."* Le cas cité ne vise que la situation d'un client en contrat unique ou en contrat intégré. Le cas du site en contrat CARD n'est pas envisagé. Dans TURPE qui est d'ordre public, c'est l'utilisateur qui choisit (directement quand il est en CARD ou via son fournisseur quand il est en CU ou Contrat Intégré). Ce choix s'exerce donc par l'Utilisateur conformément aux conditions de son contrat d'accès au réseau (c'est à dire par exemple directement quand il est en CARD ou via son fournisseur quand il est en CU ou Contrat Intégré).	"Une méthode nationale de Profilage permet d'estimer la Courbe de Charge des Sites raccordés au RPD qui sont équipés d'Installations de Comptage restituant uniquement des Index ou pour lesquels l'Utilisateur opte pour le profilage conformément aux conditions de son contrat d'accès au réseau (CARD, Contrat Unique ou Contrat Intégré)."	OK. Cette modification est prise en compte.
GRD	B.1.2.3	Il faudrait informer le demandeur et le GRD concerné du coût de l'audit en préalable à sa conduite. 1) Si le coût de l'audit est supérieur à l'objet du litige, l'audit ne sera en effet vraisemblablement pas mis en œuvre. 2) Comment celui qui a à supporter le coût de cet audit est informé de son montant avant de se retrouver devant le fait accompli ? Il serait plus juste d'affecter le coût de l'audit au(x) responsable(s) du non-respect des Règles.	"Lorsque le GRD applique une des deux dispositions simplifiées précisées ci-dessus, il accepte qu'un audit puisse être effectué sur la justesse du calcul des Courbes de Charge qui sont affectées au RE bouclant, à la demande du RE bouclant, ou du RE des pertes du GRD. Le coût de cet audit est affecté au demandeur sauf si un non-respect manifeste des Règles est constaté. Dans ce cas, le coût de cet audit est affecté au(x) responsable(s) de ce non respect.~~ GRD~~"	OK. Cette modification est prise en compte.
GRD	B.2	La section 2 des Règles est structurée en six "Articles" alors que sont cités ensuite des chapitres. Il est préférable de conserver le terme de chapitres. Le terme chapitre est d'ailleurs défini dans le chapitre A. Cette modification n'est pas indiquée en modifications apparentes. Dans un souci de transparence, il serait préférable de bénéficier du document Word en mode modifications apparentes, ce qui permet aussi à chaque acteur d'effectuer une comparaison de l'ancienne version et de cette nouvelle version des Règles pour mettre en évidence tous les passages réellement modifiés.	La section 2 des Règles est structurée en six Chapitres	OK. Cette modification est prise en compte.
GRD	B4 al 2	Le GRD ne peut pas être responsable de **l'utilisation** que les acteurs font de ses données produites pour le calcul des Ecarts et la Recotemp : "Dans les conditions définies aux dits contrats, chaque Gestionnaire de Réseau est responsable vis-à-vis des RE des conséquences dommageables résultant de l'utilisation de ses données pour le calcul des Ecarts et la Réconciliation Temporelle, lorsque ses données sont manquantes ou erronées." L'ancienne formulation était meilleure et moins ambigüe.	"Dans les conditions définies aux dits contrats, chaque Gestionnaire de Réseau est responsable vis-à-vis des RE des conséquences dommageables~~ résultant de l'utilisation~~ issues de ses données sur le calcul des Ecarts et la Réconciliation Temporelle, lorsque ses données sont manquantes ou erronées."	OK. Cette modification est prise en compte.
GRD	B4 al 3	coquille orthographe à corriger : "produits"	"produit"	OK. Cette modification est prise en compte.
GRD	B4 al 3	coquille 3ème alinéa 3ème tiret manque un espace après B13 : "dans le cas où les sommes indûment perçues par un (des) Responsable(s) d'Equilibre ne sont pas restituées au Gestionnaire de Réseau qui a initialement omis les données ou produit les données erronées, il est fait application des dispositions de l'Article B.13ci-après."		OK. Cette modification est prise en compte.
GRD		Il n'est pas mis en mode modifications apparentes que l'article B5 sur la commission d'accès au marché de la version actuelle des Règles est supprimé. Serait-il possible de transmettre un fichier Word afin d'effectuer une comparaison des documents version anciennes Règles et nouvelles pour vérifier ce qui a été ou non modifié ?		Remarque prise en compte.
EDF	B.5.1	Processus de Révision des Règles : le processus décrit n'est pas conforme avec le "*Processus de concertation entre RTE et ses clients au sein du comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité (CURTE)*" de la Documentation Technique de Référence, en particulier s'agissant de la validation de la consultation.		Les modalités de révision des règles qui s'appliquent sont celles définies dans les règles et approuvées par le CRE.
GRD	B.5.1.2 al 3	"Dans le cas où la conclusion d'un avenant est requise par le GRD" mal dit : un avenant est conclu entre	"Dans ce cas"	OK. Cette modification est prise en

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		deux sociétés et non par une seule.		compte.
GRD	B.5.1.3	Il est effectivement opportun de supprimer le délai d'un mois qui figurait dans l'article B.6.1.3 dans la mesure où de fait souvent le GRD ne reçoit pas lui même notification par RTE au moins un mois avant la date d'entrée en vigueur de la version révisée de la section 2 des Règles ce qui le met dans l'impossibilité pratique de respecter cette clause.		OK.
GRD	B.5.2	coquille d'orthographe consultation relatives au Chapitre E	consultation relative à	La consultation peut-être relative à d'autres chapitres que le chapitre E. L'accord est ici fait avec "réponses".
GRD	B.7	L'article B7 notications a été supprimé. Aucune information le signalant. Dans un souci de transparence, serait-il possible de transmettre les 4 fichiers word des chapitres A à D afin d'effectuer une comparaison des documents version anciennes Règles et nouvelles pour vérifier ce qui a été ou non modifié ?		Remarque prise en compte.

Section 2 – Chapitre C : Relations entre RTE et un RE

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	C.4.1	Données utilisées pour le calcul de l'encours sur le RPD : il est fait mention à la chronique de consommation estimée calée (C13E), en faisant référence aux données de l'article C.11.1. Or l'article C.11.1 définit la consommation estimée (C01) (non calée), la courbe C13E est définie au C.14.4.3.2.		OK. La modification est prise en compte.
EDF	C.4.1	Entre S+2 et S+3, le coefficient de calage et les courbes C13E ne sont pas encore publiées par RTE : quelle valeur RTE retient-il pour le suivi d'encours ?		Les courbes C13 E sont utilisées dans le calcul de l'encours dès lors qu'elles sont publiées. Si la courbe C13 E n'est pas connue, RTE utilise le BGC estimé pour le suivi de l'encours. Une modification de l'article C.4.1 est proposée afin de clarifier ce point.
NOVAWATT	C.4.1	"nous préconisons donc l'utilisation des données réelles mesurées par les acteurs, à l'instar de ce qui a été convenu pour le suivi et la validation des effacements (à savoir, en l'absence de données des GRD, les données de l'Opérateur d'Effacement font foi)"		cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3
NOVAWATT	C.4.1	Enfin, nous remercions RTE de la proposition faite de diffuser des alertes informatiques (non engageantes) sur le niveau quotidien d'encours de chaque acteur. Afin que ces données soient exploitables au mieux par les acteurs, nous souhaiterions que les données numériques diffusées soient facilement téléchargeables.		RTE confirme la faisabilité de la mise à disposition : - de l'encours estimé de chaque acteur sur son espace personnalisé ; - d'alerte dès lors que l'encours d'un acteur atteint 80% de son encours autorisé. La possibilité d'exporter les données d'encours depuis l'espace personnalisé est à l'étude pour 2016.
EDF	C.4.3	Dans le tableau des garanties bancaires, la signification des "tirets" des deux dernières tranches peut être soumise à interprétation : confirmer qu'il n'y a pas de limitation applicable dans ce cas	Préciser la signification des "-"	La remarque a été prise en compte. La signification des "-" a été précisée dans les règles.
EFET	C.4.1 et C.4.3	First of all, EFET proposes to better define the first level categories where the potential of fraud is likely to start and in order to allow for faster reactions in case of unplanned activity. This could be done through a minimum level of bank guarantee and "Encours autorisé" already in the first category (thus also avoiding to provide a "free credit" signal) and also with a more progressive scale (such as with an additional level of EUR 100,000 Bank Guarantee with EUR 10,000 "Encours autorisé"). This would ensure that each level of activity is correctly covered by a financial guarantee (without a bank guarantee no outstanding negative imbalance should therefore be authorised). We believe that this approach would better allow to tackle the risk of fraud where it lies, i.e. small scale, non-asset backed sudden fraudulent trading, while ensuring a more progressive and proportionate management of RTE's counterpart risks. Also in order to ensure a more precise and fluid management of the real risks RTE should take into account all the elements of the BRP perimeter (including imports and exports and intraday activity, potentially on the following day if intraday calculations are not available) and also when possible all reliable information directly provided by BRPs to refine its estimates concerning consumption units, especially during periods of changes in the consumption pattern. In the long-term, RTE should also consider put in place call-margining to allow more flexibility in the system.		Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3
ENERGY POOL	C.4.3	Energy Pool soutient la proposition de RTE pour les Responsables d'Equilibre présentant une Puissance Moyenne de Soutirage annuelle inférieure à 25MW. RTE propose à l'article C.4.3 que les RE concernés n'aient pas d'obligation de fournir une Garantie Bancaire, pour un encours maximal autorisé de 100k€ et un Volume d'Energie Journalier autorisé de 1800 MWh/j. Ce premier seuil est indispensable à l'apparition de nouveaux acteurs.		OK.
EDF	C.4.8	Le dépôt de liquidité transitoire est constitutif d'un nantissement translatif de propriété de l'argent déposé, conformes aux articles 2333 et suivants du Code civil – mais la formule « sommes définitivement acquises » laisse planer un doute sur la compensation éventuelle, ou encore sur les possibilités de recours pour un RE qui contesterait ses dettes.	Ce gage-espèce a la nature d'une cession fiduciaire, la somme déposée en gage ~~étant définitivement acquise à RTE~~ **venant en compensation des sommes effectivement dues** si le RE ne s'acquitte	En application de l'article 2341 du code civil, le dépôt de liquidités étant déposé sur un compte spécifique, RTE n'acquiert pas la propriété des sommes avant la réalisation du gage-espèce. RTE est chargé de la conservation des sommes déposées par les acteurs.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
			pas de l'intégralité de ses dettes.	Dès lors, la compensation ne peut être opérée. La rédaction du C.4.8 a été adaptée. Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3
EON	C.4	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.		cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3
EFET	C.4	In particular we consider that the proposed process should be stopped (especially in positions 3, 4 and 5) if the calculations made in the following days after the first notification indicate that the BRP is back under the level authorised by its original bank guarantee level. This would allow to eliminate some potential false alarms or to take into account the remedial actions taken in intraday by the BRP before real time, after the threshold was overpassed in day-ahead (potentially due to an unexpected position in day-ahead). We also propose that the first notification (in 1) should include an automatic acknowledgement of receipt and should allow for 3 days for the cash deposit and also that the energy volume should not be set to zero in 3 but rather decreased to a third of its value. This measure would better allow to avoid cascading defaults while seriously decreasing the risks for RTE. In the same way there should probably be a suspension (or energy volume put to zero) in before the final termination is decided (the termination might indeed require some additional legal or regulatory steps). These measures would allow for a more progressive and robust management of problematic situations. In addition to all this some automatic pre-warning notification should also be implemented (via email), such as when 80% or 90% of the authorised amount is "consumed".		Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3
UNIDEN		Il est nécessaire de mettre en place un dispositif de sécurisation financière efficace, limitant au maximum les risques portés par RTE et donc les coûts associés qui seraient portés in fine par la collectivité. Toutefois, il est important pour les acteurs que le système ne complique pas les échanges de blocs d'énergie. En effet, le montant de la garantie bancaire conditionne à la fois le montant de l'encours (en €) ainsi que le volume d'énergie journalier (en MWh par jour), et la sanction en cas de dépassement est tout simplement l'annulation de la NEB associée à la transaction. A ce titre, l'UNIDEN soutient la mise en place d'une période de transition, permettant aux acteurs de calibrer efficacement leur garantie bancaire. Par ailleurs, in fine, ces évolutions pourront occasionner des surcoûts pour les consommateurs et il est important de mettre en place des dispositifs strictement proportionnés.		Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3
GRD	C5	Cession des droits et des obligations des contrats Manque une majuscule à Acteur		Le terme "Acteur" désigne un détenteur d'un élément de Soutirage ou d'Injection. Ici on veut désigner un acteur responsable d'équilibre. Aussi nous préconisons de ne pas mettre de majuscule.
GRD	C5 al 2	Que veut dire le nouveau terme participant ? Il a une majuscule mais n'est pas défini dans le chapitre A L'article E.4 ne contient pas de stipulation sur les impacts sur le contrat GRD-RE de la cession de l'Accord de Participation conclu entre RTE et le RE à un tiers. En revanche l'article E.3.3 contient les clauses relatives à la cession du contrat GRD-RE.	Au lieu de viser l'article E.4 viser l'article E.3.3	Le terme participant a été remplacé par RE. L'article E3.3 est visé.
Voltalis	C.6	un opérateur d'effacement a une action physique quand il réalise un effacement. C'est d'ailleurs l'objet du contrôle du réalisé, et la cause des pénalités en cas d'imprécision. Il convient donc de ne pas appliquer une double peine aux RE des OE, et de modifier la définition des RE déclaratifs pour en exclure les RE dont le périmètre d'équilibre contient des effacements.		La rédaction a été adaptée. Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3
GRD	C.8.3.3.	Coquille double rattachement tel que prévu à l'article C.7.3.6 alors que c'est l'article C.8.3.6 "Cette demande est notifiée, par voie électronique, au nouveau RE visé dans l'ajout ;" à corriger par "dans la	double rattachement prévu à l'Article C.8.3.6	OK. La modification est prise en compte.

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		demande d'ajout"	Cette demande est notifiée, par voie électronique, au nouveau RE visé dans la demande d'ajout"	
EDF	C.8.3.6	EDF est favorable à la possibilité de rattachement distinct des auxiliaires. les modalités proposées appellent cependant les remarques suivantes : - Le 2e alinéa impose la signature d'un nouvel accord de rattachement au périmètre d'équilibre pour l'injection : EDF considère que cette formalité induit des gestes inutiles, et doit donc être retirée. L'accord de rattachement sur l'injection continue de porter effet, une information du retrait des auxiliaires est suffisante (selon modalités prévues en C.8.3.2) - le 3e alinéa prévoit que le RE de rattachement des groupes de production soit RE par défaut des auxiliaires, et prévoit un retour automatique dans son périmètre pour des auxiliaires qui n'auraient pas (ou plus) de RE. Ces dispositions ne sont pas acceptables : le RE déclaré au titre de l'injection n'a pas à constituer un RE par défaut, sans signature explicite d'un accord de rattachement. A minima, les échéances du dernier alinéa (5 jours après la date d'effet) sont trop tardives : l'avertissement du RE et de l'utilisateur doit être fait dans les délais du C.8.3.4 (5j après la Notification de retrait par l'ancien RE des auxiliaires), complété le cas échéant par une Notification du rattachement à date d'effet.		Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.4
UNIDEN	C.8.3.6	L'UNIDEN ne peut que soutenir cette proposition qui permet in fine aux sites industriels de choisir le mode de gestion le mieux adapté à leur besoin (consommation des auxiliaires et valorisation de la production d'électricité).		OK
EON	C.8.3.6	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.		OK
EON	C.10.7	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.		Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 2.6
UNIDEN	C.10.7	L'objet ici est de déterminer les flux à considérer pour calculer les écarts de chaque périmètre d'équilibre et en l'occurrence celui des RE fournisseurs. A ce titre les courbes de charges doivent être retraitées de l'impact des effacements. L'UNIDEN considère que les modalités 1 (consommation ajustée) et 2 (ajout d'un bloc dans le périmètre d'équilibre de RE) permettent effectivement de répondre à cette problématique.		OK
EDF	C.10.7.3.2	Pour l'affectation des énergies dans les EDA profilées, le "type$_{CDC}$ télérelevée" concerne : - tous les sites télérelevés agrégés dans des EDA profilées (sur tous les GRD) - pour les GRD appliquant les modalités simplifiées et pour le RE bouclant uniquement, les sites profilés affectés au RE bouclant, mais publiés dans la "Courbe de charge télérelevée de consommation C03" (au sens des § C11.1 et C.14.4.3.2) pour ne pas être soumis au calage spatial (ces GRD ne contribuent pas à l'écart nationale de profilage). Pour les autres RE, les sites profilés sont traités en CDC profilée.	TypeCdC Télérelevée : Cette modalité s'applique : - aux Sites de Soutirage Télérelevés - aux Sites de Soutirage Profilés, raccordés à un Réseau Public de Distribution géré par un GRD appliquant, pour ces Sites de Soutirage, des dispositions simplifiées pour la reconstitution des flux conformément à **l'article B.1.2.3 et** à l'Annexe D3 de la Section 2 des Règles**, et rattachés au RE bouclant**	Les sites profilés en offre du marché du RE bouclant ou d'autres RE que le RE bouclant doivent être profilés par le GRD appliquant les dispositions simplifiées. Aussi tous les sites profilés du RE bouclant ne sont pas affectés à une Courbe de Charge Télérelevée mais uniquement ceux au Tarif. Aussi RTE propose d'appliquer la modalité "Type CdC Télérelevée" uniquement aux sites qui devraient être profilés et pour lesquels le GRD applique une disposition simplifiée.
Voltalis	C.10.7.3.3.2	Il serait plus exact et plus simple d'utiliser une règle unique, à savoir la capacité d'ajustement, qui correspond mieux au métier de l'effacement pour calculer les clés de répartition.		RTE maintient sa proposition d'utiliser la puissance souscrite.
EDF	C.10.7.3.5	Préciser explicitement les échéances de mise à jour des données après contrôle de réalisé. Il est fait mention à l'article 4.5 de la section 1 , qui ne précise pas les échéances pour la mise en œuvre du contrôle.		Les articles C.10.7.3.5 de la section 2 et 4.5 de la section 1 des règles ont été adaptés.
EDF	C.10.7.3.5.1	Dans la 3e étape d'affectation des énergies, la méthode proposée pour l'affectation des énergies des EDA profilées risque de provoquer des variations du coefficient de calage, du fait de la présence simultanée de sites en CdC estimée et CdC télérelevé.		Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 2.3

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		Il faut une étape intermédiaire pour distinguer : - le sous-ensemble des sites en CdC télérelevée, à partir des courbes de charge (selon une méthode similaire au §C.9.6.3.5.2) - le sous-ensemble des sites en CdC estimée, qui seront affectés via le calage spatial (cf. C.11) puis une affectation par clé de répartition dans chacun de ces sous-ensembles		
EDF	C.10.7.3.5.2	Les modalités proposées conduisent à répartir les défaillances d'un site vers les autres sites/RE par une "règle de 3", qui dépend de la composition de l'EDA et des sous-ensembles. Cela induit des transferts d'énergie entre RE et expose les RE aux écarts. Cette proposition doit être remplacée par un traitement symétrique entre les sites contribuant à l'ajustement dans le sens demandé et les sites contribuant en sens opposé.		cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 2.3
EDF	C.10.8	EDF répondra sur cet article dans le cadre de l'autre consultation en cours sur les Règles RE, dans le cadre de NEBEF. EDF alerte sur les risques de cohérence provoqués par la mise en consultation simultanée de deux versions d'un même texte.		OK.
EDF	C.12	L'Écart National de Profilage est actuellement porté uniquement par la Consommation Estimée. Or les pertes estimées et la production estimée concourent également aux imprécisions du dispositif de profilage, et les énergies correctes ne sont attribuées qu'en phase de Réconciliation Temporelle. EDF demande donc l'ouverture d'une concertation sur l'affectation de l'Écart national de Profilage.		Une étude sur ce point est inscrite au programme de travail sur GT Recoflux. Si les résultats de l'étude mettent en avant la nécessité de modifier la méthode d'affectation de l'Ecart National de Profilage, RTE adressera ce sujet à la concertation.
EDF	C.13.1	Soutirage physique : le principe est de ne compter que la consommation réelle, d'où la notion de consommation hors bloc pour les sites RPT. Mais les effacements sur les sites profilés (intégrés dans la consommation estimée calée des BGC) sont toujours pris en compte : pourquoi RTE n'envisage-t-il pas un terme correctif ?		La rédaction du C.13.1 a été adaptée. Un coefficient de calage hors aju sera utilisé.
EDF	C.13.1	Consommation hors bloc : comment le RE pourra-t-il accéder à cette information, pour vérifier sa facture de soutirage physique ? Il faudra a minima mettre en place une publication agrégée de l'énergie correspondant aux EDA, EDE, EDR-SSY en modèle corrigé.		Pour vérifier sa facture de soutirage physique, RTE publie par pas Demi-Horaire le volume, en MWh, de soutirage Physique du RE. RTE ne publiera pas les courbes de consommation Hors Bloc.
EDF	C.13.1	Source de données pour le soutirage RPD : préciser le cas pour certains GRD en publication simplifiée (cas 1 du B.1.2.3) ne publiant que la synchrone totale pour le RE bouclant (courbe 'C14', cf. § C.14.4.3.2)		L'article C.13.1 est modifié afin de clarifier les dispositions retenues dans le cas d'un RE bouclant désigné par un GRD appliquant la première disposition simplifiée pour la reconstitution des flux. "Dans le cas particulier d'un RE bouclant désigné par un GRD appliquant la première disposition simplifiée décrite à l'Annexe D3 des Règles, l'énergie correspondant aux termes de consommation d'un BGC non corrigé est égale à l'énergie du BGC.
EDF	C.13.1	Consommation hors bloc : s'il existe simultanément sur un site une NEBEF et une NEB RE-site (livrée par un RE tiers), il semble que la "consommation hors bloc" peut passer en négatif : ne devrait-elle pas être écrêtée à 0 ? De tels cas sont-ils envisageables ?		Un tel cas est envisageable. Tout comme un ajustement + NEB RE-Site. Dans ce cas la courbe est prise en compte dans l'Injection Physique du RE.
EON	C.14	Les effets de bord devront être introduits dans les volumes attribués aux responsables d'équilibre pour la reconstitution des flux.		RTE étudiera cette possibilité dans le cadre de la prochaine version des Règles REMAV8 après aboutissement des travaux prévus dans le cadre de la feuille de route liée au contrôle du réalisé.
EDF	C.14.1	*"L'énergie correspondant aux Volumes Attribués à la [hausse/baisse] à la maille des Sites de Soutirage […] constitutifs d'EDA […] " :* formulation incorrecte ne reflétant pas les dispositions du § C.10.7 : étendre la formulation proposée pour les ajustements à hausse sur les EDA profilées (CDC télérelevée). Par ailleurs, la formulation "à la maille des sites de soutirage" est incorrecte (l'énergie est affectée par sous-ensemble). (cette formulation se retrouve à d'autres §)	"L'énergie correspondant **aux Offres d'Ajustement à la [hausse/baisse] Activées, puis** aux Volumes Attribués à la [hausse/baisse] ~~à la maille~~ **sur** des Sites de Soutirage […] constitutifs d'EDA […] "	OK. La rédaction a été adaptée.
EDF	C.14.4.1	Aujourd'hui, RTE publie aux RE un total de 2x2=4 courbes pour les sites RPT:		La publication des courbes de charge des auxiliaires

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		- sites de soutirage : consommation ajustée // refoulement (correspondant aux cas où la consommation ajustée est négative) - sites d'injection : injection // consommation en cas de soutirage sur les auxiliaires. Au vu de la formulation, il semble que RTE propose d'ajouter un troisième type de site correspondant aux auxiliaires (sans mention au cas de double rattachement) : il est impératif de préciser au plus tôt les impacts sur le SI Publication/Dat@RTE		n'implique pas d'évolution du SI Publication/Dat@RTE. En particulier, l'introduction du rattachement distinct des auxiliaires n'implique pas la création d'un troisième type de site correspondant aux auxiliaires. Les RE au périmètre desquels sont rattachés des auxiliaires, selon les nouvelles modalités introduites par les règles, pourront trouver les courbes de charge associées au sein de la catégorie SOUTIRAGES>Consommation en recherchant le code décompte transmis par RTE au cours de la procédure de rattachement.
EDF	C.14.4	La liste de données est à compléter par les autres éléments entrant dans l'écart de RE (cf. C.14.1), et en pratique déjà publiés : -énergie économisée ou produite par les GDP, du fait de leur participation aux réglages primaires et secondaires - énergie correspondant aux ordres d'ajustement sur des EDA injection et EDA point d'échange - énergie correspondant aux achats/ventes (NEB, import/export, ...)		Les éléments de publication relatifs à l'ajustement sont précisés en Section 1. RTE propose d'introduire un renvoi vers la Section 1 au C.14.4. Les éléments de publication relatifs aux éléments déclaratifs et à la participation aux réglages primaire et secondaire font en effet l'objet de publication par RTE aux RE. RTE étudiera la possibilité d'ajouter ces éléments à l'article C.14.4 dans la prochaine version des règles.
EDF	C.14.4	De même, liste de données à compléter par les volumes (agrégés par RE) demandés/déclarés puis attribués sur : - les EDA RPD télérelevées - les EDA RPD profilées, pour les sites en type CDC télérelevée - les EDE RPD télérelevées - les EDE RPT télérelevées non corrigées (a minima pour la période d'application des Règles NEBEF 1, et à adapter en fonction des évolutions retenues sur les Règles NEBEF 2)		Ces éléments sont précisés en Section 1 ou dans les Règles NEBEF. RTE propose d'introduire un renvoi vers la Section 1 et les Règles NEBEF au C.14.4
EDF	C.14.4.3.2	La première publication par RTE de l'Ecart RE a actuellement lieu en S+3. Or les données nécessaires à ce calcul sont à disposition de RTE bien plus tôt : - toutes les données RPT physiques et déclaratives sont disponibles dès J+1 - RTE dispose de toutes les données RPD dès S+2 (cf. C.11.1) - ERDF a par ailleurs mis en place une publication anticipée ("S510") dès S+1 Une mise à disposition au plus tôt de l'écart RE est importante pour une bonne maîtrise de leur écart par les RE. EDF demande donc que l'écart RE soit publié dès S+2, en visant une version anticipée dès S+1.		RTE étudiera la possibilité de mise à disposition de données anticipées dans les prochaines versions des règles.
GRD	C.15.1.9	La rémunération du terme "Correction.valoriséeRE.mensuel" ne sera pas communiquée par RTE. Seul l'agrégat Correction.valorisée.rémunéréeRE,A semble pouvoir être fourni par RTE. Il convient de pouvoir disposer du détail mensuel lié à cette rémunération	En fin de première phrase, ajouter "Cette valorisation rémunérée mensuelle sera précisée lors de la facturation annuelle émise par RTE (article C.20.3)"	RTE étudiera cette possibilité dans le cadre des prochaines versions des règles.
GRD	C16.1.2	"RTE procède à une alerte automatique vers les GRD par message électronique dans le cas où les données de Réconciliation Temporelle n'auraient pas été reçues par RTE à l'échéance du calcul de la Réconciliation Temporelle." C'est-à-dire : en M +14 ou en octobre A+2 ? La rédaction est ambigüe. Pour que l'alerte puisse avoir une utilité, il conviendrait qu'elle soit adressée en M+14 et non en octobre A+2 quand RTE émet la facture de Recotemp.	"RTE procède à une alerte automatique vers les GRD par message électronique dans le cas où les données de Réconciliation Temporelle n'auraient pas été reçues par RTE ~~à l'échéance du calcul de la Réconciliation Temporelle~~ dans les délais prévus à l'Article D.9.1."	L'alerte est bien transmise en M+14 (relance Z01T). RTE propose de retenir la rédaction suivante : "RTE procède à une alerte automatique vers les GRD par message électronique dans le cas où les données de Réconciliation Temporelle n'auraient pas été reçues par RTE à l'échéance du calcul de la Réconciliation Temporelle dès M+14"
EDF	C.16.2	EDF renouvelle son opposition à faire figurer dans les Règles RE/MA une liste de contrôles obligatoires, qui s'avèrent inapplicables (en l'absence des informations unitaires ayant permis d'établir les données agrégées), ou non pertinents pour l'ensemble des RE en raison de la diversité des structures de portefeuille des RE. Si une telle liste devait subsister : - il parait indispensable de les faire précéder d'un rappel de la responsabilité des GRD quant aux données émises.	Ajout d'une mention rappelant la responsabilité des GRD Suppression du premier contrôle de cohérence (comparaison de semaines	cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.1

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		- les contrôles à réaliser par les RE ne devraient porter que sur les versions successives des données relatives à une même période, et non sur une comparaison entre périodes différentes en raison des nombreux facteurs qui peuvent en expliquer la variabilité	"comparables")	
EDF	C.16.2.1	La formulation "date limite de réclamation" laisse entendre une date limite au-delà de laquelle les réclamations des RE ne sont pas admises. Or des contestations au-delà de la Recotemp restent possibles : formulation à remplacer par "date limite de prise en compte"	Date limite de prise en compte pour le processus de calcul des écarts	OK. Cette modification est prise en compte.
EDF	C.16.2.2	idem C.16.2.1, appliqué à la RecoTemp	Date limite de prise en compte pour le processus de réconciliation Temporelle	OK. Cette modification est prise en compte.
EDF	C.17	Ajouter un § C.17.3 traitant des réclamations au-delà de Recotemp (constituant le pendant du E.9.3) : il est nécessaire d'expliciter qu'une réclamation visant à obtenir compensation du préjudice est toujours possible, dans la limite de la prescription commerciale. (il n'est cependant pas nécessaire de rectifier l'ensemble des données en énergie)	Ajout d'un article C.17.3 **"Contestation des données au-delà du processus de Réconciliation Temporelle"**	RTE considère que les paragraphes C.18 et E.9.3 suffisent pour expliciter le traitement des réclamations au-delà de la réconciliation temporelle.
GRD	C.18	**Valorisation par RTE des conséquences financières pour le RE, consécutivement à des données manquantes ou erronées transmises par un GRD** Il faut mettre une date limite sous laquelle RTE informe le GRD. Le GRD doit être informé au plus tôt afin de lui permettre la communication des éléments requis pour l'instruction de la demande du RE. La mention de cette info serait à déplacer et mettre en 2ème tiret dans le respect de la chronologie de chaque étape	RTE informe le GRD de la demande du RE dès réception de cette demande du RE. (à déplacer et mettre en 2ème tiret dans le respect de la chronologie de chaque étape)	RTE considère que la rédaction est adaptée.
GRD	C.20.3.1.1	La rémunération du terme "Correction.valoriséeRE.mensuel" ne sera pas communiquée par RTE. Seul l'agrégat Correction.valorisée.rémunéréeRE,A semble pouvoir être fourni par RTE. Il convient de pouvoir disposer du détail mensuel lié à cette rémunération	Ajouter en fin d'article la phase "RTE détaille les éléments mensuels utilisés pour le calcul du terme Correction.valorisée.rémunérée RE,A"	Ce détail de facturation n'est pas prévu aujourd'hui. RTE étudiera ce point dans le cadre de la concertation V8.
EDF	C.4.1	Données utilisées pour le calcul de l'encours sur le RPD : il est fait mention à la chronique de consommation estimée calée (C13E), en faisant référence aux données de l'article C.11.1. Or l'article C.11.1 définit la consommation estimée (C01) (non calée), la courbe C13E est définie au C.14.4.3.2.		OK. La modification est prise en compte.

Section 2 – Chapitre D : Relations entre RTE et GRD

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	D.4.1	La contractualisation GRD-RTE ne doit-elle pas être étendue à certaines dispositions de la section 1 (notamment le processus de rattachement à des EDA pour les sites RPD) ?		OK. La modification est prise en compte.
EDF	D.7.2	Ne faudrait-il pas citer les données relatives aux EDA RPD (cf. section 1) ?		La Section 2 est spécifique au mécanisme de marché RE. Les dispositions relatives à la Section 1 n'ont pas lieu d'être insérées dans le Chapitre D.
EON	D.9.3.2	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 redéclarer 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.		La Section 2 est spécifique au mécanisme de marché RE. Les dispositions relatives à la Section 1 n'ont pas lieu d'être insérées dans le Chapitre D.
UNIDEN	D.9.3.2	De manière générale, l'UNIDEN souhaite attirer l'attention sur la nécessité de réduire au maximum les délais, a minima pour les sites télérelevés dans la mesure où les modifications apportées sur les données de télérelève après M+3 sont marginales. En effet, augmenter les délais génère nécessairement un risque coûts.		cf. rapport d'accompagnement. paragraphe 3.1
GRD	D.9.3.2	"Consommations Ajustées" à remplacer par "Consommations Hors Bloc"		cf. rapport d'accompagnement. paragraphe 3.1
GRD	D.9.3.2	Quand RTE notifie au GRD de rang 1 en M+12 une correction de la Courbe de Charge agrégée de consommation des Postes Sources du GRD et/ou de la Courbe de Charge agrégée de production des Postes Sources du GRD en application de l'article D.8.4, cette modification impacte la Courbe de Charge Estimée des pertes sur le réseau du GRD de rang 1, affectée au RE désigné par le GRD conformément à l'article D.7.2. Dans ce cas, le GRD n'a aucun délai pour corriger la courbe de charge des pertes.	APRES "Les révisions de ces données du Mois M d'une Période Annuelle A doivent se faire avant la fin du mois de septembre A+2." insérer un alinéa indiquant que : "La Courbe de Charge estimée des pertes sur le réseau du GRD de rang 1 affectée au RE désigné par le GRD conformément à l'article D.7.2 peut être révisée à l'initiative du GRD avant la fin du mois M+13 suite à une correction en M+12 par RTE de la Courbe de Charge agrégée de consommation des Postes Sources du GRD de rang 1 et/ou de la Courbe de Charge agrégée de production des Postes Sources du GRD de rang 1."	OK. La rédaction a été adaptée.
GRD	D.9.3.2	pourquoi indiquer une date d'applicabilité ? La référence à la période de RT suffit.	Le présent article est applicable ~~à partir du 1er juillet 2014~~, pour les données relatives à la période de Réconciliation Temporelle allant du 1er juillet 2013 au 30 juin 2014, calculée et facturée en octobre 2015.	Etant donné les faibles volumes de correction considérés et le fait que ces énergies pourront être prises en compte en réconciliation temporelle, RTE ne prévoit pas de modifications sur ce point.
EDF	D.4.1	La contractualisation GRD-RTE ne doit-elle pas être étendue à certaines dispositions de la section 1 (notamment le processus de rattachement à des EDA pour les sites RPD) ?		OK. La rédaction a été adaptée.

Section 2 – Chapitre E : Relations entre GRD et RE

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	E.9.1	Pour les contestations au-delà de la phase "Ecart", faire mention à l'article E.9.2	Ces données peuvent donner lieu à révision au titre du processus de Réconciliation Temporelle **tel que défini à l'article E.9.2, à partir des** modalités définies aux articles D.9.3.1 et D.9.3.2,	La nouvelle rédaction proposée est "Ces données peuvent donner lieu à révision au titre du processus de Réconciliation Temporelle **conformément à l'article E.9.2, compte tenu des** modalités **de révision** définies aux articles D.9.3.1 et D.9.3.2,"
EDF	E.9.2	Préciser explicitement que les contestations sont possibles au-delà de la Réconciliation Temporelle.	Les données d'une semaine S d'un mois M élaborées par le GRD, parmi celles énumérées à l'article E.8.1, n'ayant fait l'objet d'aucune contestation dans les délais prévus au présent article, sont réputées acceptées par le RE au titre du processus de Réconciliation Temporelle. **Les éventuelles contestations sont traitées conformément aux** modalités prévues à l'article E.9.3.	Remarque non prise en compte : le projet de règles soumis à l'approbation de la CRE est conforme au résultat de la concertation en CURTE dans le cadre du GT responsabilité des acteurs mené entre septembre 2012 et avril 2013.
EDF	E.9.2	(forme) échéances de rectification des données : un tableau indiquant explicitement les échéances pour chaque mois serait plus lisible		Remarque non prise en compte : s'agissant d'une question de forme, la rédaction actuelle est adaptée.

Section 2 – Annexes : Chapitres A à D

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
GRD	Annexe C4	La formulation du § C.4.5 des règles concernant la révision du montant de la garantie bancaire prévoit un délai maximum de 3 Mois de réponse du RE à RTE avant la date d'expiration d'une Garantie Bancaire. Il est également prévu que la date d'entrée en vigueur de la nouvelle Garantie Bancaire doit correspondre à la date d'expiration de la précédente Garantie Bancaire. Or la rédaction du modèle de garantie bancaire proposé en annexe C4, à savoir "***La présente Garantie Bancaire à première demande pourra être appelée à compter de la date des présentes jusqu'au …. /…./ 201... inclus (la "Date d'Echéance").***" amène le RE à avoir 2 garanties pendant cette période de 3 mois, l'organisme bancaire émettant la garantie à compter de la date des présentes et non à la date d'effet. Il convient de modifier la formulation de l'annexe C4.	Remplacer la formulation "La présente Garantie Bancaire à première demande pourra être appelée à compter de la date des présentes jusqu'au …. /…./ 201... inclus (la "Date d'Echéance")." par "La présente Garantie Bancaire prendra effet **à compter du …. /…./ 201...** jusqu'au …. /…./ 201... inclus (la "Date d'Echéance")."	OK. La rédaction a été adaptée.
EDF	Annexe C7	Supprimer (ou adapter) la mention à la participation au MA pour les sites d'injection : la participation éventuelle est portée par l'annexe 9 (Section 1) (SSY -> à préciser)		Du fait des liens entre la mise en œuvre de la Section 1 et la prise en compte des écarts dans le périmètre du RE, il nous semble préférable de maintenir cette référence dans le document.
EDF	Annexe C7	"Accéder aux données brutes de comptage" : Il n'est plus fait mention à la télérelève comme c'est le cas dans les Règles actuelles. Il est prématuré d'enlever cette mention, alors même que le GT Données et Comptage est toujours en cours.		En effet. La télérelève est une des modalités d'accès aux données brutes de comptage mais pas l'unique. Nous ne souhaitons plus mentionner le terme télérelève.
EDF	Annexe C7	*"Le Périmètre d'Equilibre de XXXXX est susceptible d'être modifié par RTE suivant les conditions prévues à l'Article C.8.3.6 de la Section 2 des Règles"* : cf. remarque faite au §C.8.3.6		Cf. réponse au C.8.3.6

Section 3

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
EDF	A	Ajout de définitions relatives à la section 2, utiles pour la définition des NEB RE-site : pourquoi ne pas faire référence pour chaque définition à la section 2 (ce qui est le cas par défaut, cf. en-tête du chapitre A), ou mettre en place une annexe commune à toutes les sections)		Les définitions sont cohérentes.
EDF	B.3	Modalités de révision des Règles : cf. remarques faite sur section 1		Les modalités de révision des règles qui s'appliquent sont celles définies dans les règles et approuvées par le CRE.
EDF	C.3.3.1.3	Calcul du Volume d'Energie Journalier : EDF considère que les imports/exports et les achats/ventes sur les marchés organisés en IJ doivent être pris en compte.		Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3
Voltalis	C.3.3.1.3	L'encours journalier est incomplet : - il ne tient pas compte des effacements ou productions réels, ce qui constitue une limitation majeure pour le RE d'un OE, par rapport au RE d'un fournisseur pur : pour un OE, l'encours journalier correspond uniquement à ses soutirages, non retraité de ses injections (effacements), alors que pour le fournisseur, l'encours journalier correspond à l'écart entre ses injections (achats) et ses soutirages. Cette disposition est donc injuste, et très coûteuse pour les RE ; - en outre, les achats et ventes sur Epex en intraday ne sont pas pris en compte (contrairement aux échanges OTC intraday). Le mode de calcul de l'encours journalier doit donc être revu et intégrer à la fois les injections et les échanges intraday sur Epex.		Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3
EDF	C.3.3.1.5	La proposition de RTE induit un risque de propagation des annulations de NEB. EDF considère que l'annulation d'un programme d'échange pour un RE ne doit pas se répercuter en cascade sur d'autres RE : à l'étape du calcul de leur volume d'énergie journalier (cf. C.3.3.1.3), le volume d'achat du programme d'échange de bloc annulé ne doit pas être écrêté à 0.		Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3
EON	C.3.3.1.5	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.		Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3. Les messages envoyés aux acteurs en cas de dépassement du volume d'énergie journalier autorisé permettront bien aux acteurs d'identifier la raison du dépassement. Le volume maximal ne sera pas en revanche précisé dans ce mail.
NOVAWATT	C.3.3.1.5	La possibilité pour RTE d'écrêter des NEBs doit quant à elle, de notre point de vue, constituer une mesure de tout dernier recours. Or le dispositif présenté dans les Règles nous semble de nature à générer des risques opérationnels indus pour des acteurs de bonne foi, la complétude du périmètre considéré n'étant pas assurée, et les écrêtements n'étant pas nécessairement réalisés à due proportion du dépassement constaté. La position devant rester inférieure au volume d'énergie journalier autorisé est calculée uniquement sur la base des NEBs relatives au segment de marché EpexSpot Auctions Day-Ahead et aux transactions de gré à gré (cf Article C3.3.1.3 de la Section 3). Les NEBs Epexspot étant « sanctuarisées », l'intégralité des écrêtements portera sur les transactions de gré à gré. Le marché EpexSpot Continu n'est pas inclus dans le dispositif. Ceci porte atteinte à la fois sur la robustesse du dispositif (des acteurs peuvent ne traiter que sur ce segment de marché et		Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3

Acteur	Article	Remarque	Proposition de rédaction	Réponse de RTE
		échapperont ainsi à toute contrainte en matière de volume d'énergie journalier autorisé), et à la possibilité pour un acteur en dépassement de se rééquilibrer sur ce segment de marché.		
		Par ailleurs, les moyens de production physique ne sont pas pris en compte dans le calcul de la position alors même que RTE dispose de prévisions en J-1 sur ces actifs, et qu'ils constituent la couverture naturelle de positions nettes vendeuses. La raison invoquée par RTE à cette prise de position est qu'un actif de production peut ne pas fonctionner, et donc générer pour un acteur ayant vendu sa production des écarts négatifs (d'autant que l'acteur en question ne pourra pas se racheter sur le marché Continu, qui n'est pas pris en compte dans le mécanisme ; cf. supra). Ainsi, RTE introduit une discrimination entre les Producteurs, en anticipant un défaut de production et de ce fait en ne tenant jamais compte de l'actif physique dans le calcul des positions, et les Fournisseurs, dont la position NEBs a priori nette acheteuse ne sera pas limitée alors même qu'une surconsommation dans leur portefeuille sera susceptible elle aussi de générer des écarts négatifs.		
		Afin que l'écrêtement des NEBs réponde réellement à son objectif en limitant le risque opérationnel pour les acteurs, NovaWatt demande donc que la complétude du périmètre soit assurée avant la mise en œuvre du dispositif, à l'issue de la période d'expérimentation de 6 mois. Les positions devant rester inférieures au volume d'énergie journalier autorisé doivent inclure a minima le marché EpexSpot Continu, et intégrer les prévisions de fonctionnement des actifs de production communiquées à RTE via les Programmes d'Appel. Un abattement correspondant au taux de disponibilité de la filière de production pourra être appliqué sur ces Programmes d'Appel, afin de tenir compte du risque de défaut.		
		Enfin, NovaWatt soutient le principe selon lequel, en cas de dépassement avéré du volume d'énergie journalier autorisé, l'écrêtement décidé par RTE devrait porter sur une partie seulement des NEBs, et non sur leur totalité. Un pourcentage correspondant au taux de dépassement pourrait ainsi être appliqué à chacune des NEB vendeuses, au lieu de la remise à 0 de ces NEBs. Ceci permettrait de refléter plus justement le risque de défaut généré par un acteur, et de limiter les potentiels effets boule de neige.		
EFET		EFET believes that the limitation of the net short position of BRPs on a daily basis is very questionable and would also potentially put the market as a whole at risk. Since transactions exceeding the threshold would be curtailed, not only the contravening BRP but also its counterparties would be affected. This risk would not be manageable for non-contravening BRPs (this would induce some additional risks to transact with some counterparts and would also raise some legal challenges on the EFET contracts). Market participants are also concerned about potential snowball effects that could potentially occur quickly. Also, the RTE calculation of BRPs position considers futures and spot transactions on EEX and D-1 EPEX Spot as firm, thus introducing a bias against forward OTC transactions and rendering them non-firm in practice, which is, to our judgement, an excessive measure. Also the continuous intraday market segment of EpexSpot is not considered and we consider (as for the financial guarantee) that this "limitation process" should be stopped when the estimated net short position falls back within the authorised limits during the following days. This would allow for eliminating errors or erroneous forecast, by taking into account the planned or remedial actions taken in intraday by the BRP before real time. Also the proposed calculation does not correctly take into account generation schedules communicated by asset-backed BRPs to the TSO. This should be considered in the calculation of the asset-backed BRPs, particularly based on historical statistics or with some unavailability discount if justified in order to reflect the reality of historical unplanned outages.		Cf rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.4
GDF SUEZ	C.3.3.1.5	En cas de non respect de la garantie bancaire, les programmes d'échanges de bloc sont mis à 0. GDF SUEZ recommande qu'un prorata en fonction du dépassement de garantie bancaire soit effectué.		Cf. rapport d'accompagnement - paragraphe 3.2.3