



DELIBERATION N° 2018-159

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2018 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. CONTEXTE, COMPETENCE ET SAISINE DE LA CRE

Le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (règlement « Electricity Balancing », ci-après « règlement EB ») est entré en vigueur le 18 décembre 2017. L'article 18 du règlement EB prévoit qu'« *au plus tard six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement et pour toutes les zones de programmation d'un Etat membre, les GRT de cet Etat membre élaborent une proposition concernant : les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage ; les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre* ». Cette proposition est soumise à l'autorité de régulation en application des dispositions de l'article 4(1) du règlement EB. En application des dispositions de l'article 5(4)(c) du règlement EB, l'autorité de régulation est compétente pour approuver cette proposition.

L'article L. 321-10 du code de l'énergie dispose, par ailleurs, que « *les règles de présentation des programmes et des propositions d'ajustement et les critères de choix entre les propositions d'ajustement [...] sont approuvés par la Commission de régulation de l'énergie* ». L'article L. 321-14 du même code dispose que « *les méthodes de calcul des écarts et des compensations financières [...] sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie* ».

Par courrier reçu le 6 juin 2018, RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (GRT), a saisi la Commission de régulation de l'énergie (CRE), en application des dispositions précitées, en vue de l'approbation d'une nouvelle version des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (ci-après les « Règles »).

Les Règles proposées par RTE introduisent diverses évolutions des règles actuellement en vigueur, concernant notamment le dispositif de programmation, le processus de réconciliation temporelle, la prise en compte des mesures exceptionnelles dans le prix de règlement des écarts et la possibilité de valoriser des effacements simultanément sur le mécanisme d'ajustement et sur les marchés de l'énergie via le mécanisme dit « NEBEF ».

Afin de préparer l'évolution de ces modalités, RTE a mené une concertation avec les acteurs dans le cadre de la commission d'accès au marché. RTE a notamment mené une consultation publique du 9 février au 14 mars 2018 à laquelle quatorze acteurs ont participé. Certains sujets abordés dans cette consultation publique n'ont pas fait l'objet *in fine* de proposition d'évolutions des règles dans la saisine de RTE ; c'est le cas du seuil de participation au mécanisme d'ajustement et de la possibilité pour un site d'être opéré par plusieurs opérateurs de flexibilité.

Le dossier soumis à la CRE comprend :

- le rapport d'accompagnement de la saisine exposant les principales évolutions proposées, les retours des acteurs à la consultation publique et les réponses apportées par RTE;
- le projet de Règles soumis à la CRE pour approbation.

RTE propose que les Règles entrent en vigueur le 1^{er} août 2018.

2. EVOLUTIONS DES REGLES PROPOSEES PAR RTE

2.1 Evolutions relatives au dispositif de programmation

2.1.1 Contexte et proposition de RTE

Les programmes d'appel sont envoyés à RTE par les responsables de programmation. Ils constituent un outil d'observation de l'équilibre du système. Dans les règles en vigueur, ces programmes sont composés, pour les actifs intégrés dans un périmètre de programmation donné, de trois à cinq chroniques de puissance au pas 30 minutes correspondant à la puissance programmée, la participation symétrique ou dissymétrique aux réserves primaire et secondaire.

RTE propose plusieurs évolutions fonctionnelles des règles visant les modalités d'élaboration, de transmission et d'interprétation des programmes d'appel des actifs participant au mécanisme d'ajustement ou aux services système :

- le passage au quintuplet de tous les programmes d'appel, c'est-à-dire la constitution systématique de cinq chroniques de puissance, pour permettre à terme la déclinaison des dispositions de l'article 32(3) du règlement EB selon lesquelles « *l'acquisition de capacités d'équilibrage à la hausse et à la baisse est réalisée séparément au moins pour les réserves de restauration de la fréquence et les réserves de remplacement* » ; ce passage au quintuplet est prévu pour une « date Y », et RTE propose que cette date soit notifiée aux responsables de programmation un mois à l'avance ;
- l'inscription dans les Règles de l'obligation, pour les sites de soutirage fournissant des services système, d'intégrer le périmètre d'un responsable de programmation, comme cela est déjà explicité dans les règles services système ;
- le déplafonnement du nombre de redéclarations possibles en infrajournalier, aujourd'hui limité à 35 à chaque guichet ;
- la suppression dans les Règles de la notion d'entité prévisionnelle et de programme de prévision tout en conservant les dispositions spécifiques aux actifs dont la production présente un caractère fatal ;
- l'inscription dans les Règles de la convention de programmation, qui précise les trajectoires réalisées admissibles dans les intervalles de 30 minutes, et qui est pour l'instant définie dans les conventions techniques entre RTE et les producteurs.

RTE propose également que les responsables de programmation puissent affiner la résolution des programmes d'appel transmis à RTE à 15 minutes ou à 5 minutes. Cette disposition reste optionnelle.

Dans le rapport d'accompagnement de la saisine, RTE précise que cette évolution reste une option à court terme mais « *rappelle que la cible est d'atteindre un pas de programmation de cinq minutes* ».

2.1.2 Position des acteurs

Les huit acteurs ayant contribué à la consultation menée par RTE sur ces questions sont globalement favorables aux évolutions fonctionnelles proposées.

Plusieurs acteurs ont demandé à RTE de leur donner plus de visibilité sur le calendrier des différentes évolutions des systèmes d'information pour mettre en œuvre les évolutions fonctionnelles proposées. Un acteur a notamment souhaité que la « date Y » soit notifiée avec un préavis inscrit dans les Règles, et souhaite un préavis de trois mois.

Concernant la résolution de la programmation, un premier acteur a rappelé que la mise en œuvre du pas de programmation à cinq minutes serait contraignante pour son système informatique. Un second acteur a estimé qu'il n'était pas opportun d'affiner ce pas en-deçà du pas de règlement des écarts.

2.1.3 Analyse de la CRE

Sur les évolutions proposées pour le programme d'appel

La CRE est favorable aux évolutions proposées par RTE relatives aux programmes d'appel.

La CRE considère en effet que :

- les propositions relatives à la convention de programmation, à l'intégration de sites de soutirage fournissant des services système dans les périmètres de programmation et à la notion d'entité de prévision apportent plus de transparence dans les Règles ;

- la proposition relative à la suppression de la limitation du nombre de redéclarations possibles en infra-journalier offre une souplesse souhaitée aux responsables de programmation ;
- le passage au quintuplet prépare la déclinaison nationale du règlement EB en ce qui concerne la contractualisation dissociée des réserves à la hausse et à la baisse.

La CRE invite RTE à fournir le plus de visibilité possible aux acteurs sur la date de passage au quintuplet des programmes d'appel, dans tous les cas avec un préavis minimum d'un mois.

Sur l'évolution et la cible proposées pour le pas de programmation

Dans la délibération du 22 juin 2017 portant orientation sur la feuille de route de l'équilibrage, la question de la cible du pas de programmation a été abordée. La CRE a estimé que « *les contraintes associées à la mise en œuvre au pas de 5 minutes paraissent lourdes* » pour les acteurs et a invité RTE à plutôt « *effectuer un découpage temporel des programmes* ».

La CRE est favorable à ce que les responsables de programmation puissent transmettre une vision plus fine des programmes d'appel de leur périmètre de programmation en produisant des chroniques à un pas de programmation de 5 ou 15 minutes, tant que cette transmission reste optionnelle.

En revanche, la CRE ne considère pas que la programmation, à moyen terme, sera obligatoirement réalisée au pas 5 minutes. La mise en cohérence du pas de programmation avec le passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes prévu par l'article 53 du règlement EB, certes nécessaire, n'implique pas une réduction automatique du pas de programmation à 5 minutes.

2.1 Passage de la réconciliation temporelle au prix de règlement des écarts

2.1.1 Contexte et proposition de RTE

La « reconstitution des flux » est le processus permettant d'attribuer aux responsables d'équilibre les injections et les soutirages des sites de leur périmètre d'équilibre. Ce processus doit tenir compte de la situation particulière des consommations et des injections profilées, pour lesquelles les relevés de compteurs sont espacés dans le temps. Dans ce cas, le processus est composé de deux phases, le processus « écarts » et la réconciliation temporelle (« *Recotemp* »).

Le processus *Recotemp*, mené plusieurs mois après le temps réel, une fois toutes les relevés de la période effectués, a pour objectif d'attribuer à chaque responsable d'équilibre un volume en énergie sans approximation et donne ainsi l'évaluation la plus précise des consommations et injections profilées. Cependant, les règles actuelles incitent les responsables d'équilibre à équilibrer leur périmètre sur la base de l'estimation réalisée lors du processus « écarts ». La CRE, dans sa délibération du 22 juin 2017 précitée, a demandé à RTE de proposer une évolution des règles du dispositif de responsable d'équilibre (ci-après « *RE* ») visant à ce que les énergies rectifiées durant la *Recotemp* soient réglées par les RE au prix de règlement des écarts (ci-après « *PRE* »), et non plus au prix *spot*.

A la suite de la concertation menée par RTE et Enedis en 2017 et 2018, RTE propose d'inscrire l'évolution demandée par la CRE dans les règles, avec un calendrier consistant à régler les énergies rectifiées lors de la *Recotemp* au PRE pour la période de consommation débutant le 1^{er} juillet 2020. Ce calendrier s'inscrit dans le contexte de l'application du profilage dynamique à la *Recotemp* au 1^{er} juillet 2018, approuvée par la CRE dans sa délibération du 3 mai 2018 portant approbation du chapitre F de la section 2 des règles.

Aujourd'hui, le règlement final en *Recotemp* est un processus distinct de celui aux écarts. RTE propose de ne retenir qu'un seul processus et de calculer la valeur finale des écarts d'un RE comme la valeur résultant de la *Recotemp*. RTE propose donc un règlement financier visant à ce que les écarts facturés *in fine* à un RE ne dépendent que des écarts calculés lors de la *Recotemp*.

Le règlement de la *Recotemp* au PRE implique que la somme des flux financiers résultant de ce processus n'est plus nulle, du fait de la différence entre le prix des écarts positifs et le prix des écarts négatifs. RTE propose donc de prendre en compte les flux financiers résultant de la *Recotemp* dans le solde du compte Ajustements-Ecarts (CAE). Dans ce cas, le solde du CAE ne peut être calculé qu'après la *Recotemp*, soit en octobre de l'année N+2. RTE propose que le solde du CAE à atteindre soit fixé *ex ante* par la CRE et non plus *ex post*, afin d'être en mesure de conclure le calcul du facteur k et la facturation y afférant entre la fin du processus *Recotemp* et le début de l'année civile suivante.

2.1.2 Positions des acteurs

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique menée par RTE sont en majorité favorables au calendrier et aux modalités proposées par RTE. Un acteur souhaiterait que la mise en œuvre du PRE en *Recotemp* soit avancée par rapport au calendrier proposé. Un autre acteur reste opposé à l'application du PRE à la *Recotemp*.

Les acteurs sont favorables à l'application du PRE à l'écart total du RE calculé lors de la *Recotemp*. Un acteur a enfin indiqué la nécessité de disposer de publication de données permettant la prévision de la *Recotemp* et appelé les gestionnaires de réseaux à poursuivre la définition de la cible et de la feuille de route du profilage, en précisant que l'exploitation des index quotidiens de Linky permettra de fusionner les processus écarts et *Recotemp* dès la semaine S+1. Les GRD ont indiqué que ces publications pourraient engendrer des coûts supplémentaires.

2.1.3 Analyse de la CRE

La concertation menée par RTE et Enedis et la consultation publique menée par RTE ont fait apparaître que l'introduction simultanée pour le processus *Recotemp* du règlement au PRE et du profilage dynamique au 1^{er} juillet 2018 aurait présenté des difficultés d'adaptation pour la majorité des acteurs. La CRE estime que ces deux évolutions vont dans le sens d'un renforcement des incitations données aux responsables d'équilibre.

L'application du profilage dynamique au processus *Recotemp* dès le 1^{er} juillet 2018 avant le règlement au PRE permet de réduire le nombre d'étapes nécessaires à l'atteinte de la cible. En effet, le PRE ne s'appliquera qu'aux écarts calculés lors du processus « écarts », toujours réalisé à partir de profils statiques.

La proposition de mise en œuvre de RTE, consistant à neutraliser lors de la *Recotemp* l'effet des écarts calculés lors du processus « écarts », est conforme à l'orientation de la CRE, qui visait à inciter les RE à équilibrer leur périmètre sur une estimation plus précise des soutirages et des injections sur leur périmètre.

La proposition de RTE concernant la fixation *ex ante* du solde du CAE par la CRE permet enfin d'intégrer les flux financiers liés à la *Recotemp* au CAE tout en permettant son règlement l'année N+2 par rapport aux périodes concernées. La CRE est favorable à cette proposition.

2.2 Prise en compte des mesures exceptionnelles dans le calcul des écarts

2.2.1 Contexte et proposition de RTE

Dans la délibération du 22 juin 2017 précitée et à la suite des pics de prix du premier trimestre 2017, la CRE a demandé à RTE de mener dès le deuxième trimestre 2017 des travaux sur le fonctionnement des marchés pendant les situations de tension extrême sur le système électrique. La CRE a plus précisément demandé à RTE d'instruire la question du relèvement du prix de règlement des écarts en cas de délestage, à un niveau que les travaux de RTE permettront de déterminer, et ce, afin de refléter la tension offre-demande du système électrique.

Dès juin 2017, RTE a ainsi lancé une concertation sur le sujet, au cours de laquelle ont été abordés les sujets liés au calcul du volume d'écarts des RE et au dimensionnement du prix de règlement des écarts en situation de pénurie.

Ces travaux ont conduit RTE à formuler les propositions suivantes dans les Règles :

- S'agissant du calcul des écarts en cas de délestage : RTE propose de ne pas modifier la méthode de calcul des écarts des RE pour tenir compte des volumes délestés sur chaque périmètre, notamment car RTE estime impossible de calculer correctement les volumes délestés par RE, en particulier de les répartir entre RE pour les consommations profilées.
- S'agissant du prix de règlement des écarts en cas de délestage : RTE propose de ne pas pénaliser les écarts à la « valeur de l'énergie non distribuée », notamment pour éviter toute redondance avec le mécanisme de capacité, lequel est dimensionné pour respecter le critère de défaillance de 3 heures par an en espérance. RTE propose de mettre en place un prix plancher pour le prix des écarts négatifs égal au maximum entre le prix de l'enchère journalière et le prix de la première offre à la hausse sur le mécanisme d'ajustement.

2.2.2 Position des acteurs

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique menée par RTE sont en majorité favorables à la proposition de RTE, issue de la concertation avec les acteurs lors du groupe de travail « fonctionnement du marché en situation de tension sur l'équilibre offre-demande ».

S'agissant de la correction des volumes d'écart des RE, un acteur a considéré qu'une correction explicite serait préférable, en ce qu'elle permettrait une meilleure identification et affectation des coûts aux RE en écarts. Toutefois, aucune méthode simple d'affectation des volumes d'écart pour les consommations profilées n'existe aujourd'hui. Les autres acteurs se sont montrés majoritairement favorables à la proposition de RTE.

S'agissant du prix de règlement des écarts en cas de délestage, les acteurs ont globalement salué la proposition de RTE, bien qu'un répondant l'ait trouvée peu ambitieuse. Ce dernier aurait en effet préféré que sa valeur soit celle de l'énergie non-distribuée, calculée selon des méthodes pragmatiques.

2.2.3 Analyse de la CRE

La concertation menée par RTE a permis d'aboutir à une formule de prix plancher pour les écarts négatifs en situation de délestage qui fait consensus parmi la plupart des acteurs ayant répondu à la consultation. La CRE considère qu'il n'existe aujourd'hui aucune manière pragmatique de calculer un prix plancher dont la valeur serait celle de l'énergie non-distribuée.

En outre, en l'absence de mesure simple et efficace d'affectation explicite des volumes délestés aux RE en écart, la CRE soutient la méthode implicite de correction des volumes d'écart des RE proposée par RTE. En effet, les méthodes d'affectation explicite des volumes délestés aux RE en écart pour les consommations profilées qui avaient été envisagées pourraient conduire à ce que des RE portent des écarts qui ne sont pas les leurs.

Les propositions de RTE relatives à la prise en compte des mesures exceptionnelles dans le calcul des écarts répondent aux demandes de la CRE formulées dans le cadre de la délibération du 22 juin 2017 relative à la feuille de route sur l'équilibre du système électrique français. La CRE est en faveur de ces propositions.

2.3 Activations simultanées sur le mécanisme d'ajustement et le dispositif NEBEF

2.3.1 Proposition de RTE

Les règles MA-RE et NEBEF en vigueur prévoient la possibilité, à terme, de valoriser un effacement simultanément en partie via une offre d'ajustement et en partie via le mécanisme NEBEF, à condition que les supports de ces offres se recouvrent à plus de 90% ou à moins de 10% en nombre de sites.

La proposition de RTE vient modifier et compléter les dispositions en vigueur :

- elle précise la convention de calcul de la courbe de référence et du volume réalisé pour chacune des trois méthodes de contrôle du réalisé communes aux deux mécanismes ;
- elle modifie le traitement du cas où les supports des deux offres se recouvrent à plus de 90%.

Sur le calendrier de mise en œuvre de ces dispositions, les règles en vigueur décourraient celle du cas où les supports d'offre sont identiques, prévue pour une « date A », de celles des autres cas, prévues pour une « date A' ». RTE propose d'affiner les jalons de mise en œuvre en introduisant une « date A'' » pour le cas où les supports d'offre ont moins de 10% de sites en commun. Dans le rapport d'accompagnement de la saisine, RTE prévoit ces dates A, A' et A'' vers mi-2018, premier semestre 2019 et second semestre 2019.

2.3.2 Position des acteurs

Sur les cinq acteurs ayant fait part de leur position sur ce sujet, un s'est opposé à la proposition de RTE. Cet acteur juge l'approche de RTE trop complexe et incomplète en ce qu'elle ne permet pas de traiter génériquement l'ensemble des taux de recouvrement possibles entre les deux supports d'offre.

2.3.3 Analyse de la CRE

La proposition de RTE permet de préciser les modalités de mise en œuvre du dispositif de valorisation simultanée d'effacements sur le mécanisme d'ajustement et sur le mécanisme NEBEF, satisfaisant ainsi la demande exprimée par la CRE dans sa délibération du 14 décembre 2017 portant approbation des règles de valorisation des effacements sur les marchés de l'énergie.

Par ailleurs, l'introduction d'un jalon supplémentaire pour traiter le cas où les supports d'offres ne se recouvrent pas à plus de 10 % en nombre de sites est de nature à permettre une mise en œuvre au plus tôt du cas où les supports d'offres se recouvrent à plus de 90 % en nombre de sites.

La CRE est en conséquence favorable à la proposition de RTE.

3. AUTRES EVOLUTIONS ABORDEES DANS LE CADRE DE LA CONCERTATION

3.1 Seuil de participation au mécanisme d'ajustement

3.1.1 Contexte

Pour participer au mécanisme d'ajustement, les acteurs constituent des entités d'ajustement (ci-après « EDA ») avec lesquelles ils peuvent proposer des offres dont la puissance doit en principe être supérieure ou égale à 10 MW. Depuis le 1^{er} janvier 2018, les acteurs d'ajustement ont également la possibilité, chaque jour, de choisir deux EDA de leur portefeuille pour déposer avec chacune une offre d'ajustement dont la puissance maximale offerte est inférieure à 10 MW et supérieure ou égale à 1 MW, et qui respecte les conditions d'utilisation suivantes : son délai de mobilisation est inférieur à 30 minutes, sa durée minimale d'activation est inférieure à 60 minutes.

Ce cadre dérogatoire a été introduit suite à la délibération de la CRE du 14 décembre 2017 relatif aux règles MA-RE version 8.3.

Au cours de la concertation, plusieurs acteurs ont souligné que ces contraintes sur les conditions d'utilisation n'étaient pas compatibles avec leurs besoins, excluant de ce cadre dérogatoire tout ou partie de leur portefeuille de sites. Cinq acteurs ont par ailleurs adressé à la CRE un courrier en date du 24 janvier 2018 demandant l'allègement des contraintes sur la participation des EDA de puissance inférieure à 10 MW au mécanisme d'ajustement.

A l'occasion du groupe de travail « Effacement » du 29 mai 2018 organisé par RTE dans le cadre de la commission d'accès au marché, RTE a annoncé travailler dans cette direction. Toutefois, le calendrier de cette concertation n'a pas permis à RTE de faire une proposition avant la saisine de la CRE. Lors du groupe de travail du 26 juin 2018, RTE a présenté un cadre dérogatoire supplémentaire pour répondre aux demandes des acteurs de marché.

3.1.2 Analyse de la CRE

La CRE estime souhaitable d'assouplir les conditions de dépôt d'offres de puissance inférieure à 10 MW par les acteurs d'ajustement. Une telle évolution doit prendre en compte les besoins de flexibilité exprimés par les acteurs d'ajustement tout en restant compatible avec les contraintes opérationnelles de RTE, notamment relatives au respect de la préséance économique.

Cette évolution, principalement réclamée par des acteurs de la filière effacement, doit être précisée et mise en œuvre dans un calendrier compatible avec celui de l'appel d'offres effacement (ci-après « AOE »). La CRE estime donc nécessaire qu'une telle solution soit intégrée dans la version 8.4 des règles MA-RE, afin notamment que les acteurs d'ajustement opérant des sites de consommation puissent l'intégrer dans leurs réponses à l'AOE 2019, dont la date limite de dépôt d'offres techniques est fixée au 19 août 2018.

Sur la base des éléments présentés par RTE, la CRE demande à RTE de compléter les règles MA-RE version 8.4, visées par la présente délibération, en introduisant un cadre dérogatoire supplémentaire de participation au mécanisme d'ajustement respectant les modalités suivantes :

1. Chaque acteur d'ajustement pourra proposer autant d'offres à la hausse, de puissance strictement inférieure à 10 MW et supérieure à 1 MW, qu'il le souhaite dès lors que chacune de ces offres respecte les conditions d'utilisation suivantes :
 - a. le délai de mobilisation (ci-après « le DMO ») et la durée minimale d'activation de l'offre (ci-après « le DMin ») sont des multiples de 30 minutes ;
 - b. le DMin de l'offre est supérieur ou égal à 30 minutes ;
 - c. la somme du DMO et du DMin de l'offre est inférieure ou égale à 180 minutes.
2. Les offres déposées seront classées entre elles par ordre croissant de leurs prix d'offre, en parallèle de l'interclassement réalisé dans le cadre général conformément aux règles MA-RE en vigueur.
3. A chaque instant, une offre de cette liste pouvant être appelée par RTE (ci-après, « offre callable ») est une offre pour laquelle, sur le premier pas demi-horaire où elle est activable, des offres plus chères ont été appelées par RTE en dehors de ce cadre dérogatoire pour assurer l'équilibre des injections et des soutirages tenant compte des pertes sur le réseau public de transport d'électricité.
4. RTE pourra appeler automatiquement ces offres callable à leur puissance maximale offerte, sans garantir la prise en compte de l'ensemble des éventuelles conditions d'utilisation précisées par les acteurs d'ajustement. En contrepartie, un acteur d'ajustement ne peut être pénalisé s'il refuse un ordre d'activation ne respectant pas les conditions d'utilisation de son offre, sous réserve qu'il en informe RTE avant l'instant de livraison attendu à la puissance appelée.

5. Les offres appelables seront appelées par RTE en tenant compte de leur ordre de préséance économique.
6. RTE pourra limiter le volume en capacité activée à chaque pas demi-horaire dans ce cadre dérogatoire à 100 MW.
7. La durée d'éligibilité d'un site de consommation ou d'un groupe de production à ce cadre dérogatoire est limitée à trois ans, une année étant décomptée dès lors que le site de consommation ou le groupe de production a été intégré dans le périmètre d'une entité d'ajustement ayant formulé des offres dans ce cadre dérogatoire.

Ce cadre dérogatoire sera mis en œuvre au plus tard le 1^{er} janvier 2019.

Il s'ajoute aux dispositions dérogatoires sur le seuil de participation des entités d'ajustement en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018, introduites suite à la décision de la CRE du 14 décembre 2017 relative aux règles MA-RE version 8.3.

Par ailleurs, la CRE demande à RTE de lui transmettre d'ici le 1^{er} avril 2021 un document présentant le retour d'expérience sur ce cadre dérogatoire qui fera état de son utilisation par les acteurs d'ajustement, et analysera la pertinence du dispositif et de sa durée d'éligibilité au regard de leurs besoins de souplesse pour le dépôt d'offres d'ajustement et des contraintes opérationnelles de RTE à cet horizon.

3.2 Possibilité pour un site d'être opéré par plusieurs opérateurs de flexibilité

3.2.1 Contexte et proposition de RTE dans la version des Règles soumises à consultation publique

Dès lors qu'un actif peut proposer différents produits de flexibilité valorisables sur les marchés, il peut souhaiter être opéré par plusieurs opérateurs de flexibilité distincts afin de valoriser tout son potentiel sur les différents mécanismes. Dans le cas où un site appartient à des périmètres d'acteurs différents, on parle de « multi-opérateurs ».

Actuellement, les possibilités de multi-opérateurs dépendent des mécanismes. Un site peut appartenir aux périmètres :

- de deux opérateurs d'effacements distincts ;
- d'un responsable de réserve et d'un acteur d'effacement distincts ;
- d'un responsable de réserve et d'un acteur d'ajustement distincts.

Dans le projet de Règles soumis à consultation publique, RTE proposait qu'un site ne puisse plus être opéré par plusieurs tiers en interface avec RTE.

Cette proposition était motivée par les potentielles difficultés que pourrait engendrer une situation de multi-opérateurs.

Si le contrôle du réalisé pour les services système est aujourd'hui relativement insensible aux volumes d'effacements réalisés sur le mécanisme d'ajustement ou *via* NEBEF, RTE expliquait que le passage à une activation par préséance économique de la réserve secondaire et la réduction de la durée des ajustements unitaires à 15 minutes, prévus par le règlement EB, imposeront à terme de réinterroger la faisabilité de dissocier ces volumes.

Par ailleurs, RTE indiquait que, dans le cas où l'un des opérateurs contesterait l'attribution de ces volumes, il pourrait être contraint de transmettre à ces derniers des informations commercialement sensibles d'un autre opérateur pour se justifier.

Enfin, RTE soulignait qu'une mauvaise coordination entre les différents opérateurs pourrait rendre la capacité de flexibilité moins fiable.

3.2.2 Position des acteurs et contenu de la saisine

Parmi les acteurs qui se sont exprimés sur cette proposition, deux y sont favorables et sept y sont opposés.

Certains acteurs souhaitent au contraire que les Règles étendent davantage les possibilités de multi-opérateurs. Plusieurs acteurs expliquent par ailleurs que l'évolution proposée par RTE entraînerait une concentration du marché autour des acteurs dominants.

Plusieurs opérateurs ont écrit à la CRE et à RTE un courrier commun en ce sens daté du 23 mars 2018 visant à « souligner l'importance du maintien de la possible présence de plusieurs opérateurs de flexibilité sur un même site ».

Dans le projet de Règles soumis à la CRE pour approbation, RTE a proposé le maintien des règles en vigueur, ce qui consiste à conserver les situations de multi opérateur existantes.

Dans son rapport d'accompagnement de la saisine, RTE précise vouloir « *prendre le temps d'approfondir avec les acteurs les différentes solutions règlementaires* » et lancer prochainement un « *appel à contribution spécifique* ».

3.2.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que la question du multi-opérateur est un sujet à fort enjeu pour la valorisation des gisements de flexibilité sur les différents mécanismes. En effet, l'interdiction du multi-opérateur, en dégradant la concurrence sur et entre les différents segments de flexibilités, présenterait un risque de concentration des marchés autour des acteurs historiques qui opèrent aujourd'hui la plupart des sites de flexibilité.

La CRE est donc favorable au maintien des possibilités de multi-opérateurs actuellement en vigueur dans les règles et à la proposition de RTE de poursuivre la concertation avec l'ensemble des parties prenantes.

La CRE souhaite que cette concertation étende les possibilités de multi-opérateurs, dans des conditions qui permettent à RTE de remplir ses missions. Pour cela, la CRE invite RTE et l'ensemble des parties prenantes à instruire ou réexaminer notamment les sujets suivants :

- poursuite des travaux sur le contrôle du réalisé en cas d'activations simultanées sur différents mécanismes dans les cas où les activations simultanées de flexibilité ne sont pas ou ne seront plus discernables par le contrôle du réalisé ;
- possibilités offertes par la sous-mesure pour valoriser différentes flexibilités issues de différents moyens physiques d'un même site ;
- définition avec les opérateurs de flexibilité de conventions d'attribution des volumes réalisés dans les cas d'activations simultanées non discernables par le contrôle du réalisé ;
- introduction d'une souplesse temporelle dans la redéclaration des périmètres d'offres.

La CRE invite les acteurs à être force de proposition sur ces questions.

Concernant la transmission d'informations commercialement sensibles en cas de litiges sur l'attribution des volumes, la CRE partage le constat formulé par RTE et invite l'ensemble des parties prenantes et RTE à poursuivre la concertation sur ce sujet afin de définir les modalités de transmission de telles informations dans les cas de contestations.

Enfin, la CRE souligne que le calendrier proposé dans la délibération relative à la feuille de route de l'équilibrage prévoit une concertation concernant les possibilités de multi-opérateurs en 2018 et 2019 avec un point d'étape en juin 2019, en lien avec la création du périmètre unique de flexibilité proposé par RTE dans le livre vert de l'équilibrage, et avec pour objectif une mise en œuvre de nouvelles règles sur ce point, le cas échéant, au 1^{er} janvier 2020.

DECISION DE LA CRE

En application des dispositions de l'article 5 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (« règlement EB ») et des articles L. 321-10, L. 321-14 et L. 134-1 du code de l'énergie, la CRE approuve les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre qui lui ont été soumises par RTE par courrier reçu le 6 juin 2018, sous réserve de l'ajout aux Règles d'un cadre dérogatoire supplémentaire de participation au mécanisme d'ajustement dans le respect des modalités suivantes :

1. Chaque acteur d'ajustement pourra proposer autant d'offres à la hausse, de puissance strictement inférieure à 10 MW et supérieure à 1 MW, qu'il le souhaite dès lors que chacune de ces offres respecte les conditions d'utilisation suivantes :
 - a. le délai de mobilisation (ci-après « le DMO ») et la durée minimale d'activation de l'offre (ci-après « le DMin ») sont des multiples de 30 minutes ;
 - b. le DMin de l'offre est supérieur ou égal à 30 minutes ;
 - c. la somme du DMO et du DMin de l'offre est inférieure ou égale à 180 minutes.
2. Les offres déposées seront classées entre elles par ordre croissant de leurs prix d'offre, en parallèle de l'interclassement réalisé dans le cadre général conformément aux règles MA-RE en vigueur.
3. A chaque instant, une offre de cette liste pouvant être appelée par RTE (ci-après, « offre callable ») est une offre pour laquelle, sur le premier pas demi-horaire où elle est activable, des offres plus chères ont été appelées par RTE en dehors de ce cadre dérogatoire pour assurer l'équilibre des injections et des soutirages tenant compte des pertes sur le réseau public de transport d'électricité.
4. RTE pourra appeler automatiquement ces offres callable à leur puissance maximale offerte, sans garantir la prise en compte de l'ensemble des éventuelles conditions d'utilisation précisées par les acteurs d'ajustement. En contrepartie, un acteur d'ajustement ne peut être pénalisé s'il refuse un ordre d'activation ne respectant pas les conditions d'utilisation de son offre, sous réserve qu'il en informe RTE avant l'instant de livraison attendu à la puissance appelée.
5. Les offres callable seront appelées par RTE en tenant compte de leur ordre de préséance économique.
6. RTE pourra limiter le volume en capacité activée à chaque pas demi-horaire dans ce cadre dérogatoire à 100 MW.
7. La durée d'éligibilité d'un site de consommation ou d'un groupe de production à ce cadre dérogatoire est limitée à trois ans, une année étant décomptée dès lors que le site de consommation ou le groupe de production a été intégré dans le périmètre d'une entité d'ajustement ayant formulé des offres dans ce cadre dérogatoire.

Ce cadre dérogatoire sera mis en œuvre au plus tard le 1^{er} janvier 2019.

Il s'ajoute aux dispositions dérogatoires sur le seuil de participation des entités d'ajustement en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018, introduites suite à la décision de la CRE du 14 décembre 2017 relative aux règles MA-RE version 8.3.

Par ailleurs, la CRE demande à RTE de lui transmettre d'ici le 1^{er} avril 2021 un document présentant le retour d'expérience sur ce cadre dérogatoire qui fera état de son utilisation par les acteurs d'ajustement, et analysera la pertinence du dispositif et de sa durée d'éligibilité au regard de leurs besoins de souplesse pour le dépôt d'offres d'ajustement et des contraintes opérationnelles de RTE à cet horizon.

Les règles entreront en vigueur le 1^{er} août 2018. Elles sont publiées sur le site de RTE en application des dispositions de l'article 7 du règlement EB.

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et au *Journal officiel* de la République française. Elle est notifiée à RTE et transmise au Ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire.

Délibéré à Paris, le 12 juillet 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO