



DELIBERATION N° 2021-216

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 1^{er} juillet 2021 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, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

1. CONTEXTE, COMPETENCE ET SAISINE DE LA CRE

L'article 18 du 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 ») prévoit que « 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 ».

L'article 6(3) de ce même règlement prévoit que « les GRT responsables de l'élaboration d'une proposition de modalités et conditions ou de méthodologies, (...) peuvent demander des modifications de ces modalités et conditions ou méthodologies. » 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 19 mai 2021, 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 « règles MA-RE »). Cette saisine a été complétée le 30 juin 2021 d'une nouvelle version de la section 1 des Règles, prolongeant la durée d'éligibilité au cadre dérogatoire des petites entités d'ajustement « non standardisées ».

Cette proposition introduit diverses évolutions de ces dispositifs, et notamment, au 1^{er} septembre 2021 :

- rémunération des offres bloquées standard de réserve complémentaire dont l'ordre d'activation a été bloqué par RTE ;
- révision du calcul du prix moyen pondéré des activations de RTE pour assurer l'équilibrage du système français, utilisé pour le calcul du prix de règlement des écarts ;
- extension des conditions d'accès au profil PRO5, en supprimant la condition de souscription à une version « Longue Utilisation » du tarif d'acheminement ;
- d'autres évolutions techniques de moindre enjeu.

Afin de préparer l'évolution de ces règles, RTE a mené une concertation avec les acteurs dans le cadre de la commission d'accès au marché (CAM), instance du comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE). RTE a notamment réalisé une consultation publique portant sur les évolutions envisagées pour version 9.2 des règles MA-RE du 16 février au 22 mars 2021 à laquelle huit acteurs (l'ADEEF, Alpiq, la CNR, EDF, Energy Pool, ENGIE, Smart Grid Energy, Total Direct Energie) ont répondu.

Dans le cadre du comité de gouvernance du profilage (CGP), en charge de mener les travaux relatifs au profilage, Enedis a mené un travail préalable de concertation des acteurs sur les évolutions envisagées. Le projet d'évolution du chapitre F a été soumis à la consultation formelle des membres du CGP du 15 février au 12 mars 2021. 6 acteurs (Enercoop, EDF, Engie, RTE, URM et Total Direct Energie) ont répondu à la consultation.

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 des règles MA-RE soumis à la CRE pour approbation.

2. EVOLUTION DES REGLES PROPOSEE PAR RTE

2.1 Modalités complémentaires pour la participation du stockage au mécanisme d'ajustement (étape 2)

2.1.1 Proposition de RTE

L'objectif de l'étape 2 du stockage est de permettre aux capacités de stockage de proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement qui peuvent être valorisées sur leurs parties injection et soutirage. Les principes de cette étape ont été intégrés dans les règles MA-RE v9.1¹ actuellement en vigueur. La mise en œuvre de l'évolution est prévue à la date « S » fixée au dernier trimestre 2021.

RTE propose d'ajouter des modalités complémentaires à l'étape 2. Entre autres en lien avec les autres sites offerts en explicites, RTE souhaite préciser qu'un site de stockage ne peut dégrader des services système lorsqu'un ajustement est réalisé afin de garantir la sécurité du système électrique. RTE propose également que, dans le cas du stockage, un acteur ne propose que des offres « réputées faisables » pour qu'elles puissent être prises en compte dans le calcul des marges de RTE.

2.1.2 Positions des acteurs

Ces évolutions n'ont pas fait l'objet d'opposition des acteurs.

2.1.3 Analyse de la CRE

D'une part, la CRE comprend la difficulté de RTE qui ne connaît pas l'impact d'un ajustement sur la participation d'un site aux services système lorsque celui-ci est offert en « explicite »² ce qui a engendré le principe de non-dégradation des services système pour les sites de stockage. Cependant, cette difficulté est également rencontrée dans le cas des offres standard offertes sur la plateforme de produits standard de réserve complémentaire (ci-après, « plateforme TERRE »), pour lesquelles la CRE a demandé à RTE, dans sa délibération N° 2020-084, de définir un cadre permettant, sous certaines conditions, de proposer des offres dégradant la participation aux services système en vue d'une mise en application au 1^{er} trimestre 2022. La CRE demande donc à RTE d'instruire la possibilité d'étendre ce modèle cible aux sites de stockage à la même échéance, afin d'assurer une égalité de traitement du stockage sur le mécanisme d'ajustement.

D'autre part, la CRE est favorable à ce que les sites de stockage ne fassent une offre sur le mécanisme d'ajustement que lorsqu'ils ont une connaissance suffisante de leur stock pour garantir, avec une bonne fiabilité, la faisabilité de l'ajustement, pour que les sites de stockage participant au mécanisme d'ajustement n'aient pas un impact négatif sur la prévisibilité des marges opérationnelles de RTE.

¹ Délibération de la CRE du 30 avril 2020 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/regles-relatives-a-la-programmation-au-mecanisme-d-ajustement-et-au-dispositif-de-responsable-d-equilibre3>

² Une offre est « explicite » lorsque l'acteur soumet l'offre lui-même. Une offre est considérée comme « implicite » lorsque RTE déduit l'offre de l'acteur d'après son programme d'appel.

2.2 Paiement des offres standard de réserve complémentaire dont l'ordre d'activation a été bloqué par RTE

2.2.1 Proposition de RTE

Une offre d'ajustement « standard » est une offre d'ajustement correspondant au produit d'équilibrage échangé sur la plateforme TERRE. A l'inverse, une offre d'ajustement « spécifique » est une offre d'ajustement utilisée exclusivement sur le mécanisme d'ajustement.

RTE peut être amené à bloquer l'ordre d'activation d'une offre standard de réserve complémentaire sélectionnée par la plateforme TERRE, lorsque l'activation de cette offre engendrerait une congestion sur le réseau ou si une activation spécifique est en cours ou est prévue sur cette offre. Pour ce dernier cas, RTE propose de payer l'offre standard et précise dans les règles le calcul pour ces offres.

La partie de l'offre standard qui sera activée sera payée au prix marginal de la plateforme TERRE et la partie de l'offre standard qui ne sera pas activée, sera payée comme la différence entre le prix marginal de la plateforme TERRE et le prix d'offre spécifique (hausse ou baisse).

2.2.2 Positions des acteurs

Lors de la consultation, les retours des acteurs portaient sur des demandes de précision et de simplification des formules de rémunération des offres standard dont l'ordre a été bloqué. RTE a ainsi proposé une formule plus simple dans la saisine.

Deux acteurs souhaitent que l'ensemble des offres bloquées soient rémunérées, y compris dans le cas d'une congestion sur le réseau.

2.2.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à cette évolution qui permet d'annuler l'impact du blocage d'une offre sur la rémunération de l'acteur d'ajustement.

Dans un souci de cohérence globale du fonctionnement du marché, la CRE est favorable à la proposition de RTE. En effet, le marché d'ajustement fonctionne sur le même principe, avec une sélection des offres en fonction des contraintes opérationnelles qu'elles peuvent générer, notamment les congestions générées sur le réseau électrique.

Dans le cadre de l'évolution de ces règles MA-RE, la CRE veille ainsi à ce que les modifications n'entraînent pas de cas particulier, au détriment de la cohérence d'ensemble. Cette harmonisation des règles est essentielle pour garantir à tous les acteurs un cadre clair et lisible.

2.3 Harmonisation du règlement des écarts d'équilibre

2.3.1 Proposition de RTE

Le prix du règlement des écarts a pour vocation d'inciter financièrement les responsables d'équilibre à être équilibrés et/ou à équilibrer le système. Pour chaque pas demi-horaire, le prix de règlement des écarts (PRE) est calculé en fonction de la tendance d'équilibrage, du prix moyen pondéré (PMP) et du signe de l'écart du responsable d'équilibre.

Le prix moyen pondéré reflète sur chaque pas demi-horaire le prix des énergies activées (réserve primaire, réserve secondaire, marché d'ajustement, compensation des déséquilibres, écarts aux frontières) dans le sens de la tendance.

L'article 9 de la méthodologie européenne sur l'harmonisation du règlement des écarts (« Imbalance Settlement Harmonisation ») précise les prix et les volumes à prendre en compte pour le calcul du prix de règlement des écarts. En cohérence avec cet article, RTE propose de faire évoluer le calcul du PMP en prenant en compte seulement les énergies activées suivantes : réserve secondaire (dont les contrats d'échange de réserves de secours), marché d'ajustement (dont les contrats d'échange d'énergie d'ajustement).

Dans le cas où RTE n'activerait aucun moyen d'équilibrage sur une période de règlement des écarts, RTE propose de calculer le PMP comme la valeur de l'énergie non activée sur la période concernée ce qui correspond au prix de la première offre d'énergie d'équilibrage, standard ou spécifique, relative à la réserve secondaire ou tertiaire qui aurait été appelée.

2.3.2 Positions des acteurs

Trois acteurs ont demandé des informations complémentaires pour appréhender cette évolution, particulièrement à l'horizon 2025 où le pas de règlement des écarts passera à 15 minutes. RTE a répondu aux questions des acteurs en amont de la saisine.

2.3.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à cette évolution qui permet de décliner la méthodologie européenne sur l'harmonisation du règlement des écarts dans les règles nationales. De plus, cette évolution permet au prix du règlement des écarts de mieux refléter les coûts de l'équilibrage du système en écartant des volumes d'énergie d'équilibrage qui sont valorisés au prix spot.

2.4 Prolongation du cadre dérogatoire des petites entités d'ajustement « non standardisées »

2.4.1 Contexte et proposition de RTE

Dans sa délibération N°2018-159, la CRE a demandé à RTE de mettre en œuvre au 1^{er} janvier 2019 un cadre dérogatoire pour les petites entités d'ajustement « non standardisées » (ci-après, « petites EDA non standardisées ») permettant à des petites EDA, dont la puissance serait comprise entre 1 et 10 MW et dont la durée de mobilisation serait supérieure à 30 minutes, de participer au mécanisme d'ajustement. L'éligibilité d'un site à ce cadre a été limité à 3 ans et la CRE a demandé à RTE d'en faire un retour d'expérience afin d'analyser la pertinence du dispositif. L'avancement de l'instruction de ce sujet ne permettra pas à RTE de saisir la CRE d'un nouveau cadre pour les petites EDA non standardisées dans des délais permettant une entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2022, date à laquelle les premiers sites participant à l'expérimentation auront atteint le seuil de 3 ans de participation et seront exclus du cadre dérogatoire.

RTE propose donc d'allonger la durée d'éligibilité d'un site au cadre dérogatoire à 4 ans afin d'assurer une continuité entre le cadre dérogatoire et les modalités définitives en cours d'instruction par RTE.

2.4.2 Position des acteurs

La prolongation du cadre dérogatoire n'a pas été consultée avec les acteurs dans le cadre de la présente proposition.

2.4.3 Analyse de la CRE

La CRE regrette le retard de l'instruction du cadre définitif de la participation des petites EDA non standardisées au mécanisme d'ajustement par RTE. Cependant, la CRE est favorable au prolongement du cadre dérogatoire afin de permettre aux sites éligibles de continuer à participer au mécanisme d'ajustement après le 1^{er} janvier 2022. Par ailleurs, la CRE demande à RTE, d'étudier, en concertation avec les acteurs, la levée des contraintes pour les petites EDA et l'ouverture du cadre des petites EDA aux offres à la baisse et aux sites de stockage.

2.5 Elargissement des conditions d'accès au profil PRO5

2.5.1 Proposition

Le profil PRO5 modélise la consommation demi-horaire des 450 000 sites « Eclairage Public et assimilé » souscrivant des offres fournisseurs sans différenciation temporelle (Base), représentant une consommation annuelle d'environ 4,5TWh/an.

A ce jour, les conditions d'accès au profil PRO5 imposent que les sites éligibles soient équipés d'un compteur programmé avec une structure de mesure « Base » pour la facturation de leur offre fournisseur, et qu'ils soient rattachés à la version « Longue utilisation » du tarif d'acheminement (TURPE FTA LU).

Les modes de fonctionnement de l'éclairage public évoluent vers des solutions pilotables (détection de présence, évolution de la puissance au cours de la nuit) pour lesquelles les conditions d'accès au profil PRO5 sont trop restrictives, puisque ces sites ne souscrivent pas à l'offre fournisseur « Base » ou au tarif d'acheminement FTA LU.

Dans ce contexte, Enedis propose de faire évoluer le profil PRO5 en supprimant la condition de souscription d'une FTA LU.

2.5.2 Positions des acteurs

Les 6 acteurs à s'être exprimés sur cette proposition ont émis un avis favorable ou neutre.

2.5.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que cette évolution accompagne une progression vers des modes de consommation plus flexibles et y est donc favorable.

2.6 Autres évolutions

2.6.1 Propositions de RTE

RTE propose d'autres évolutions des règles, concernant notamment :

- l'introduction dans le chapitre E du cas du Contrat Unique en Injection, permettant aux clients auto-consommateurs résidentiels ($BT \leq 36$ kVA) qui le souhaitent de souscrire un contrat regroupant achat de l'énergie produite par l'installation électrique du client et accès au réseau public de distribution ;
- l'ajout d'une mention permettant au fournisseur ELD s'approvisionnant partiellement au tarif de cession d'établir plusieurs périmètres d'équilibre attribués à différents responsables d'équilibre, permettant dans le cas où le RE approvisionnant l'ELD au tarif de cession assure également le rôle de responsable d'équilibre bouclant que les sites rattachés à un autre responsable d'équilibre ne soient pas affectés par ce dispositif ;
- l'explicitation des modalités d'estimation par les gestionnaires de réseau de distribution des volumes effacés par les sites de soutirage en modèle corrigé qui participent à l'expérimentation sous-mesure des règles NEBEF ;
- l'extension du cadre dérogatoire d'activation des flexibilités pour des contraintes sur le réseau public de transport aux activations de flexibilité pour la réduction des contraintes résiduelles et pour l'évitement et le report d'investissements réseaux.

2.6.2 Positions des acteurs

Ces évolutions n'ont pas fait l'objet d'opposition des acteurs. En outre, les remarques des acteurs adressées lors de la consultation de RTE, ont donné lieu à des précisions dans les règles entre la consultation et la saisine de RTE.

2.6.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à ces évolutions qui complètent les règles et apportent plus de clarté pour les acteurs, notamment au regard des nouveaux formats contractuels et des modalités d'application dans le cadre de l'expérimentation « sous-mesure »³.

L'extension du cadre dérogatoire d'activation des flexibilités pour des contraintes sur le réseau public de transport permet à RTE de disposer d'un cadre compatible avec les besoins pour l'activation des flexibilités locales utilisées dans le cadre du dimensionnement optimal du réseau public de transport, la CRE y est donc favorable.

³ Dans la version 3.3 des règles NEBEF actuellement en vigueur, RTE a ouvert une expérimentation sur la possibilité de contrôler les effacements réalisés sur des mesures obtenues à une maille inférieure à la maille site.

DECISION DE LA CRE

Par courrier reçu le 19 mai 2021, RTE a saisi la CRE 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. Cette saisine a été complétée le 30 juin 2021 d'une nouvelle version de la section 1 des Règles, prolongeant la durée d'éligibilité au cadre dérogatoire des petites entités d'ajustement « non standardisées ».

Cette version des règles introduit diverses évolutions notamment la rémunération des offres bloquées standard de réserve complémentaire dont l'ordre d'activation a été bloqué par RTE ainsi que la révision du calcul du prix moyen pondéré des activations de RTE pour assurer l'équilibrage du système français, utilisé pour le calcul du prix de règlement des écarts. Elle apporte également des précisions pour la participation du stockage au mécanisme d'ajustement.

En outre, elle modifie les conditions d'accès au profil PRO5 en supprimant la condition de souscription à une version « Longue utilisation » du tarif d'acheminement, et permet la prise en compte dans les règles du cas du Contrat Unique en Injection.

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 courriers reçus les 19 mai et 30 juin 2021.

En lien avec la demande de la CRE dans sa délibération n° 2020-084 de fixer un cadre pour permettre la dégradation des services systèmes en vue d'une mise en application au 1^{er} trimestre 2022, la CRE demande à RTE d'instruire la possibilité d'étendre le modèle cible aux sites de stockage à la même échéance.

La CRE demande à RTE d'étudier, en concertation avec les acteurs, la levée des contraintes de participation au mécanisme d'ajustement pour les petites entités d'ajustement et d'ouvrir le cadre des petites entités d'ajustement aux offres à la baisse et aux sites de stockage.

Les règles entreront en vigueur le 1^{er} septembre 2021. Elles sont publiées par RTE sur son site internet.

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE. Elle est notifiée à RTE et transmise à la ministre de la transition écologique.

Délibéré à Paris, le 1^{er} juillet 2021

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE

Le dossier de saisine soumis par RTE à la CRE est annexé à la présente délibération.