

DÉLIBÉRATION N°2024-45

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 février 2024 portant approbation des règles de marché harmonisées de RTE relatives au dispositif de programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

Participaient à la séance :

Emmanuelle WARGON, présidente, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

1 Compétences de la CRE et objet de la délibération

1.1 Rappels sur l'équilibrage du système électrique

RTE équilibre en temps réel la consommation et la production d'électricité en sollicitant, auprès de fournisseurs de services d'équilibrage, des services permettant de moduler la production et/ou la consommation électrique. A cet effet, RTE dispose des réserves primaire et secondaire activables automatiquement et de la réserve tertiaire activable manuellement.

Le dispositif de programmation permet à RTE d'observer les flux de soutirage et d'injection qui sont programmés afin d'optimiser la gestion de l'équilibrage par RTE.

Le mécanisme d'ajustement permet à RTE de mobiliser manuellement la réserve tertiaire pour assurer en temps réel l'équilibre offre-demande, contribuer à la résolution des congestions réseau, reconstituer les marges et les services systèmes fréquence.

Le dispositif de responsables d'équilibre permet de financer les activations des différentes réserves permettant de maintenir l'équilibre entre l'électricité consommée et injectée.

Le fonctionnement et la participation des acteurs à ces dispositifs sont définis par les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre proposées par RTE et approuvées par la CRE.

1.2 Cadre juridique et compétence 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 gestionnaires de réseau de transport (« 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, paragraphe 3 du règlement EB 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. ». Ce même règlement prévoit, en son article 4, paragraphe 1, que la proposition des GRT est soumise à l'autorité de régulation. Son article 5, paragraphe 4, point (c) précise que l'autorité de régulation est compétente pour approuver cette proposition.

Par ailleurs, en application des dispositions de l'article 5, paragraphe 1, du règlement EB tel qu'amendé par le règlement (UE) 2021/280, les autorités de régulation peuvent modifier le contenu de la proposition soumise par le GRT, afin de garantir que les dispositions de la méthodologie soient conformes à la finalité du règlement.

Enfin, l'article L. 321-10, alinéa 3 du code de l'énergie dispose 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, alinéa 2 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 12 janvier 2024, RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, a saisi la CRE en vue de l'approbation d'une évolution des règles de marché au format harmonisé, relatives au dispositif de programmation, au mécanisme d'ajustement, au dispositif de responsable d'équilibre et aux services système fréquence. La présente délibération porte approbation de la proposition relative aux chapitres portant sur le dispositif de programmation, le mécanisme d'ajustement et le dispositif de responsable d'équilibre. Ces chapitres sont les suivants :

- chapitre 1er : règles relatives au dispositif de programmation ;
- chapitre 2 : règles relatives au dispositif de mécanisme d'ajustement ;
- chapitre 3 : règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre.

Elle acte également leur intégration au sein des règles harmonisées ainsi que l'application à ces chapitres des dispositions générales approuvées par délibération de la CRE n°2024-45 du 29 février 2024.

RTE a engagé en mai 2022 une concertation des acteurs au sein de la Commission d'accès au marché du Comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité, et rédigé un projet de règles harmonisées qui a fait l'objet d'une consultation des acteurs sur la forme en juin 2023, et sur le fond du 6 octobre au 10 novembre 2023.

Les révisions portent aussi sur l'article 3.R.3 du dispositif de responsable d'équilibre, dédié aux relations entre les gestionnaires de réseau de distribution et les responsables d'équilibre. Ces révisions sont pilotées par le gestionnaire de réseau de distribution (« GRD ») Enedis au sein du Comité de Gouvernance du Profilage, et ont fait l'objet d'une consultation publique qui s'est tenue du 26 octobre au 1^{er} décembre 2023.

Le dossier soumis à la CRE, qui figure en annexe de la présente délibération, comprend :

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

2 Evolution des règles relatives au dispositif de programmation

Le premier chapitre des règles de marché harmonisées détaille les modalités applicables au dispositif de programmation.

Ce dispositif permet à RTE d'observer les flux d'injection et de soutirage qui sont programmés, d'étudier la capacité du réseau à les faire transiter, de surveiller la disponibilité des réserves d'équilibrage, puis de gérer rapidement, et de manière efficiente, les contraintes que ces programmes peuvent induire sur la sûreté du système électrique français. Il repose sur les acteurs en leur qualité de Responsable de Programmation, et le cas échéant sur les GRD, qui transmettent des informations essentielles à RTE pour la gestion du Réseau Public de Transport (« RPT »).

2.1 Ouverture du marché transfrontalier intrajournalier à 15h

2.1.1 Proposition de RTE

Actuellement, les échanges commerciaux aux frontières sur le marché continu intrajournalier transfrontalier pour un jour J ne sont possibles qu'à partir de 22h la veille (en J-1). Cela permet aux GRT de disposer de données fiables et stabilisées pour mener les études d'analyse de sécurité en J-1. La décision de l'ACER du 24 avril 2018 sur l'heure d'ouverture du marché intrajournalier impose une ouverture sur toutes les frontières de l'Union européenne à 15h en J-1. L'application de cette décision est prévue pour le second semestre 2024, à l'occasion de la mise en service des trois enchères en intrajournalier. Ces trois enchères viennent interrompre le marché continu XBID et auront lieu en J-1 (à 15h et 22h pour les 24 pas horaires de la journée de livraison du lendemain) puis le jour même (à 10h, pour les 12 pas horaires allant de midi à 23h).

Les transactions lors de l'enchère de 15h en J-1, ainsi que les échanges sur le marché continu devraient faire évoluer les programmes d'échanges entre 15h et 16h30 (heure limite d'accès au réseau, « HLAR »). Cela pourrait

avoir un impact pour RTE, qui au moment de réaliser son modèle de réseau pourrait ne pas disposer d'une vision précise du système électrique français.

RTE propose de préciser dans les règles que les responsables de programmation s'engagent à faire leurs meilleurs efforts pour que les valeurs prévisionnelles de puissance active transmises à l'heure limite d'accès au réseau (la veille à 16h30) tiennent compte de toutes les informations dont ils disposent à ce moment-là de la journée, y compris les informations liées à la première enchère infrajournalière de 15h en J-1. L'objectif est de ne pas fausser le modèle de réseau J-1 envoyé à 18h, qui est utilisé pour les études de sécurité européennes et françaises, pour les premiers calculs de capacité infrajournaliers et pour le processus d'analyse de sécurité coordonnée (« CSA »), en application des règlements (UE) 2015/1222 et 2017/1485.

RTE propose aussi d'ajouter un nouveau guichet à 18h en J-1 qui permettrait aux responsables de programmation de redéclarer leurs programmes d'appels, en cohérence avec les dernières positions prises sur les marchés infrajournaliers. Ce guichet arriverait trop tard pour les études européennes, mais permettrait de mettre à jour les études françaises. RTE propose d'associer ce guichet à une date d'entrée en vigueur différée PR₆.

2.1.2 Positions des acteurs

Un acteur craint de ne pas être en mesure d'envoyer des programmes d'appels cohérents à l'heure limite d'accès au réseau (la veille à 16h30) si la liquidité de la première enchère infrajournalière venait à être trop importante. Le respect de la cohérence demandée par RTE entraînerait alors une limitation de sa participation à cette enchère.

Sur ce point, RTE considère qu'en cas de forte liquidité, le guichet de redéclaration des programmes d'appels à 18h en J-1, dont la date d'entrée en vigueur sera à préciser, donnera une possibilité supplémentaire de récupérer les dernières mises à jour des programmes pour les études françaises.

2.1.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que RTE a besoin de recevoir des valeurs prévisionnelles de puissance active qui correspondent bien aux dernières positions prises sur les marchés par les acteurs, notamment à l'heure d'accès limite au réseau.

En effet, ces informations sont nécessaires aux processus européens de gestion des congestions et d'opération du système, ainsi qu'aux études effectuées au niveau national. Un écart entre la production déclarée dans les programmes d'appel des acteurs et les échanges aux frontières, lié à l'ouverture précoce des enchères et du marché continu, pourrait fausser les études de sécurité européennes et *in fine* faire porter un risque sur la sûreté du système électrique.

La CRE est ainsi favorable à la proposition de RTE qui permet de formaliser ses attentes auprès des responsables de programmation, et qui se justifie par l'avancée de l'heure d'ouverture du marché transfrontalier infrajournalier à 15h.

Par ailleurs, la CRE est consciente que l'envoi de programmes cohérents à l'heure limite d'accès au réseau peut s'avérer difficile en cas de forte liquidité sur l'enchère de 15h en J-1 et sur le marché continu infrajournalier. Dans ce cas-là, l'ajout d'un guichet à 18h en J-1, tel que proposé par RTE, paraît adapté afin de ne pas limiter la liquidité des enchères en infrajournalier et sur le marché continu.

Enfin, la CRE encourage RTE et les acteurs à poursuivre et améliorer leurs processus de traitement et d'envoi des données, afin de pouvoir mener efficacement des études de sécurité sans perturber le fonctionnement des marchés.

2.2 Renforcement du dispositif de programmation

2.2.1 Proposition de RTE

RTE souhaite renforcer le dispositif de programmation qui lui permet d'anticiper les volumes injectés afin de gérer proactivement l'équilibrage du système électrique, et pouvoir ainsi activer les offres les moins coûteuses sans être

contraint par le temps de mobilisation. Le dispositif de programmation permet aussi de faire le lien entre le mécanisme d'ajustement et les services système, et ainsi d'optimiser la participation aux différents mécanismes de l'équilibrage.

RTE propose d'ajouter la possibilité de suspendre l'accord de participation en qualité de responsable de programmation dans le cas où le responsable de programmation a un comportement menaçant le fonctionnement des applications SI de RTE, et où il ne corrige pas son comportement après que RTE l'en a informé.

En outre, RTE propose de préciser que, lorsqu'un non-respect répété du programme de marche est identifié comme causant un préjudice dans la gestion du système électrique, RTE peut engager la responsabilité contractuelle du responsable de programmation, après s'être rapproché de l'acteur pour résoudre le problème. Dans sa consultation, RTE avait initialement proposé que le responsable de programmation porte la responsabilité financière de la gestion de l'incident, en cas d'écarts répétés.

Par ailleurs, au-delà des évolutions pour lesquelles la CRE a été saisie, RTE a également indiqué lors de la concertation vouloir améliorer la participation des énergies renouvelables au dispositif de programmation, en étendant le dispositif de programmation aux sites d'injection sur le réseau public de distribution (« RPD »). RTE indique dans son rapport d'accompagnement vouloir se diriger vers une notification de la date pour laquelle les GRD de rang 1 établissent un programme d'appel agrégé par filière de production à la maille de chaque transformateur HTA/HTB d'un poste source. Il s'agirait de la mise en œuvre de l'article L. 321-9 du code de l'énergie qui prévoit que les producteurs RPT établissent des programmes d'appel (« PA ») à destination de RTE et que les producteurs RPD non marginaux établissent des PA à destination des GRD, qui les remontent ensuite à RTE sous forme de PA agrégés.

Actuellement, seuls les producteurs RPT sont obligés par leur contrat d'accès au réseau de désigner un responsable de programmation qui envoie les programmes d'appel à RTE, par application des règles de marché. Concernant les installations RPD, seules celles qui participent au MA de manière implicite envoient des programmes d'appel à RTE¹. Pour pallier ce manque d'informations, RTE effectue des prévisions de production des énergies renouvelables, sur la base des prévisions météorologiques. Cependant, RTE considère que d'autres événements affectent la production renouvelable, comme les maintenances, les prix de gros ou les contraintes environnementales, créant ainsi des incertitudes qui augmentent avec la croissance des énergies renouvelables dans le mix électrique.

RTE souhaite donc, pour améliorer ses prévisions de production d'énergie renouvelable, renforcer la participation des énergies renouvelables au dispositif de programmation, et évoque dans son rapport d'accompagnement une échéance prévisionnelle possible au 1^{er} janvier 2025 pour l'envoi de programmes d'appel agrégés par les GRD.

2.2.2 Positions des acteurs

Concernant la possibilité de suspendre l'accord de participation dans le cas où le responsable de programmation a un comportement menaçant le fonctionnement des applications SI de RTE, un acteur a demandé que RTE fasse parvenir des éléments justificatifs au responsable de programmation lors de son rapprochement avec celui-ci, et que RTE laisse un délai au responsable de programmation pour corriger son comportement vis-à-vis de RTE. RTE propose de retenir ces éléments dans sa saisine.

Concernant la responsabilité en cas de non-respect répété du programme de marche, les acteurs souhaitent que le sujet fasse l'objet d'une concertation supplémentaire afin d'établir des critères et des pénalités pour encadrer ces situations. Ce retour des acteurs a conduit RTE à modifier sa proposition, en proposant que, lors d'écarts répétés, RTE puisse engager la responsabilité contractuelle du responsable de programmation dans les conditions déjà décrites dans les conditions générales. Cette proposition de RTE a pour but de montrer que RTE accorde une importance à la qualité des programmes reçus. RTE souhaite la remplacer par des modalités plus robustes à définir lors du prochain cycle de concertation.

Concernant la participation des sites RPD au dispositif de programmation, plusieurs acteurs ont souligné au cours du processus de consultation qu'ils partageaient l'enjeu soulevé par RTE, mais s'inquiètent de ne pas pouvoir tenir l'échéance proposée, notamment en raison des délais incompressibles pour faire évoluer leurs systèmes d'information (« SI »). En réponse, RTE a indiqué que la date restait prévisionnelle, et que son objectif était d'accompagner au mieux les acteurs, afin de suivre l'avancement des travaux et d'aboutir à une solution pérenne permettant la remontée d'une programmation de qualité.

¹ Actuellement, seule une entité de production d'énergie renouvelable de 70 MW y participe

2.2.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que la proposition de RTE concernant la suspension de l'accord de participation est cohérente, car elle protège le SI de RTE et la gestion de l'équilibrage lorsque la mise en danger est avérée, tout en permettant au responsable de programmation d'ajuster son comportement. Par ailleurs, la CRE note qu'il est déjà possible pour RTE de suspendre un acteur d'ajustement en cas de mise en danger du SI de RTE.

A l'instar des acteurs, le CRE considère que la concertation liée à la responsabilité financière des responsables de programmation doit se poursuivre. Pour le prochain cycle de concertation, la CRE souhaite que RTE fasse un retour d'expérience sur les situations historiques de non-respect de programme de marche, en précisant les préjudices qu'elles engendrent. Finalement, la CRE est favorable à la proposition de RTE, qui fait référence à la responsabilité contractuelle déjà décrite dans les dispositions générales.

Concernant l'extension de la programmation aux sites d'injection RPD, la CRE encourage RTE à poursuivre le travail de concertation pour accompagner les GRD et les producteurs en vue de mettre en place un système d'envoi des programmes d'appel agrégés. Les travaux devront tenir compte de la capacité des GRD à recevoir des données de la part des producteurs ainsi qu'à effectuer des prévisions de production fiables, de façon à s'assurer que le surcroît d'obligations administratives pesant sur les acteurs se traduise bien par une réelle amélioration des prévisions de RTE.

Enfin, la CRE rappelle que l'amélioration des prévisions de production renouvelable passe par un éventail de solutions. La CRE invite ainsi RTE à étudier plus largement les différents leviers à sa disposition.

2.3 Passage à 96 guichets de programmation

2.3.1 Proposition de RTE

Le passage au pas de règlement des écarts tous les quarts d'heure, en application de l'article 53 du règlement EB, implique un passage à 96 guichets de programmation et d'offres sur le mécanisme d'ajustement. Or, au 1^{er} janvier 2025, la dérogation à la mise en œuvre du pas de règlement des écarts à 15 minutes, octroyée par la délibération n°2018-229 de la CRE, arrivera à son terme. Le passage aux 96 guichets permettra d'accompagner au mieux le fonctionnement du marché au regard de ces nouvelles modalités.

A ce jour, il existe 24 guichets, soit un toutes les heures. Pour éviter un changement trop brutal, RTE avait initialement imaginé un passage intermédiaire par 48 guichets. Cependant, l'intérêt de cette étape intermédiaire est aujourd'hui remis en question, car elle pourrait même retarder le passage à 96 guichets. RTE préfère ainsi se concentrer sur la cible à 96 guichets et propose dans ce nouveau jeu de règles de retirer le passage à 48 guichets.

RTE propose également d'ajouter des modalités transitoires pour la montée progressive du nombre de guichets. Cette phrase transitoire sera annoncée en amont aux acteurs, et sera constituée de différentes configurations de guichets ouverts afin d'atteindre la cible des 96 guichets.

2.3.2 Positions des acteurs

Lors de la consultation publique, quatre acteurs ont réagi à cette proposition de RTE.

Un acteur a proposé de prévoir une date de bascule pour marquer le début de la phase transitoire d'augmentation et de préciser que la notification associée sera réalisée avec un délai de prévenance minimum de 1 mois. RTE a intégré cette demande d'ajout d'une date de notification du début de la phase transitoire, avec un délai de prévenance de 2 mois.

Il a également été demandé, pour maximiser la participation des acteurs aux nouveaux guichets de programmation lors de la phase d'augmentation progressive des guichets, que la notification de RTE annonçant le début d'une nouvelle configuration de guichets pendant la phase transitoire soit faite avec un délai minimum de 5 jours ouvrés au lieu de 2 jours. RTE n'a pas validé cette proposition, mais a modifié sa proposition en faisant passer le délai de prévenance de 2 jours à 2 jours ouvrés.

Enfin, un acteur a demandé un engagement sur une durée maximale de la phase transitoire, sur laquelle RTE a indiqué n'être pas en mesure de s'engager.

2.3.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à l'évolution des règles proposée par RTE dans la saisine, dans la mesure où RTE indique qu'il s'agit du meilleur moyen pour atteindre la cible des 96 guichets.

En effet, la suppression du passage par une configuration intermédiaire à 48 guichets permet d'éviter de ralentir le processus d'augmentation des guichets du fait d'un passage intermédiaire qui ne correspond pas à l'objectif final des 96 guichets. Le retrait de cette étape à 48 guichets permet par exemple à RTE de tester directement une configuration où 4 guichets sont ouverts sur la même heure, soit une toutes les 15 minutes, sans avoir à tester la configuration avec un guichet toutes les 30 minutes. De plus, la mise en place d'un article relatif au processus d'augmentation progressive des guichets donne un cadre au processus qui permettra d'éprouver graduellement les guichets, jusqu'à l'atteinte de la cible. Par ailleurs, la CRE est favorable aux délais de prévenance proposée par RTE dans la saisine, qui permettent d'accroître la participation des acteurs sans augmenter la durée de la phase transitoire.

La CRE rappelle l'importance de cet objectif, nécessaire à la bonne articulation des marchés journaliers et d'équilibrage, en lien avec les règlements européens et le passage à des produits 15 minutes.

La CRE encourage RTE et les acteurs à se coordonner pour l'élaboration de la stratégie d'augmentation progressive, afin d'assurer une bonne participation des acteurs aux nouveaux guichets. Plus particulièrement, considérant que le passage au pas de règlement des écarts à 15 minutes interviendra le 1^{er} janvier 2025, la CRE demande à RTE de viser un objectif de mise en œuvre effective des 96 guichets avant la fin de l'année 2025.

2.4 Autres évolutions

2.4.1 Proposition de RTE

RTE propose d'autres évolutions pour le chapitre relatif au dispositif de programmation, notamment :

- évolution sur la forme dans le cadre du projet de règles de marché harmonisées, dans la consultation sur la forme a été effectuée en juin 2023 ;
- ajout des modalités de programmation liées à la plateforme MARI ;
- transmission par le RP du lien site – entités de programmation ;
- proposition d'amendements rédactionnels.

2.4.2 Positions des acteurs

Ces propositions n'ont pas fait l'objet d'opposition de la part des acteurs.

2.4.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à ces propositions de modification qui complètent et uniformisent les règles, en apportant plus de clarté pour les acteurs.

3 Evolution des règles relatives au mécanisme d'ajustement

Le deuxième chapitre des règles de marché harmonisées détaille les modalités applicables au mécanisme d'ajustement (« MA »).

Le MA permet à RTE de mobiliser manuellement des réserves de puissance pour assurer en temps réel l'équilibre offre-demande, contribuer à la résolution des congestions réseau, reconstituer les marges et les services systèmes fréquence.

3.1 Evolution du cadre relatif aux petites offres d'ajustement

3.1.1 Proposition de RTE

Historiquement, les règles relatives au mécanisme d'ajustement imposent un seuil minimum de puissance de 10 MW aux entités d'ajustements (« EDA ») pour proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement.

Un cadre dérogatoire, dit des « petites EDA », a été mis en place au 1^{er} janvier 2019 pour trois ans, afin de permettre aux acteurs de proposer des offres d'une puissance comprise entre 1 et 10 MW. Il a été prolongé jusqu'au 1^{er} janvier 2026, lors de l'approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre en mars 2022².

Il existe deux types de petites EDA : les « petites EDA normalisées », et les « EDA non normalisées ». Les caractéristiques actuelles sont les suivantes :

	<i>Petites EDA normalisées</i>	<i>Petites EDA non normalisées</i>
Nombre	Limitées à trois EDA par acteur par jour	Pas de limite sur le nombre, mais uniquement en explicite
Délai de mobilisation (« DMO »)	Inférieur ou égal à 30 minutes	Multiple de 30 minutes
Délai minimal d'utilisation (« DOmin »)	Inférieur ou égal à 60 minutes	Supérieur ou égal à 30 minutes Multiple de 30 minutes

Tableau 1 : Les deux types de petites EDA

Concernant les petites EDA normalisées, RTE propose de :

- retirer la limite sur le nombre d'EDA ;
- limiter le DOmin à 30 minutes ;
- les circonscrire à une participation explicite au MA ;
- les retirer des dispositions transitoires.

RTE propose que ces modalités entrent en vigueur à partir d'une date pivot MA₁₀.

Concernant les petites EDA non normalisées, RTE propose :

- de limiter leurs activations aux jours signalés EcoWatt rouge, c'est-à-dire en cas de situations exceptionnelles de forte tension sur le système électrique ;
- que ces offres aient des DMO et des DOmin multiples de 15 minutes.

Enfin, RTE propose de modifier le terme employé dans les règles, en utilisant l'appellation « offres inférieures à 10 MW » plutôt que « petites EDA », puisque la puissance considérée est celle de l'offre, et non celle de l'EDA.

Les caractéristiques proposées par RTE sont donc les suivantes :

	<i>Offres <10W normalisées</i>	<i>Offres <10W non normalisées</i>
Nombre	Pas de limite sur le nombre, mais uniquement en explicite	Pas de limite sur le nombre, mais uniquement en explicite et valide sur les jours signalés EcoWatt rouge
Délai de mobilisation (« DMO »)	Inférieur ou égal à 30 minutes	Multiple de 15 minutes
Délai minimal d'utilisation (« DOmin »)	Inférieur ou égal à 30 minutes	Multiple de 15 minutes

² [Délibération n°2022-71 de la CRE du 10 mars 2022 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre](#)

Tableau 2 : Proposition de RTE pour les caractéristiques des offres <10 MW

3.1.2 Positions des acteurs

Lors de la consultation, un acteur s'est montré favorable à cette évolution.

3.1.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la proposition de RTE. En effet cette proposition lève le cadre dérogatoire pour les offres normalisées inférieures à 10 MW en les intégrant au processus d'équilibrage nominal, sans limite du nombre d'offres, lorsque la date MA₁₀ sera effective. La réduction du délai minimal d'utilisation, et la restriction à une formulation explicite des offres inférieures à 10 MW, sont adaptées au rythme d'équilibrage à venir, et permettent de fournir de la visibilité aux acteurs.

Enfin la restriction de la validité des offres non normalisées aux jours EcoWatt est justifiée par le retour d'expérience de RTE sur l'utilisation de ces offres, qui montre une faible utilisation (moins de 0,0002% des volumes d'ajustement activés en 2022), mais qui peuvent néanmoins rester utiles en cas de forte tension sur l'équilibre offre-demande.

3.2 Mise en œuvre du processus européen de l'analyse de sécurité coordonnée (CSA)

3.2.1 Proposition de RTE

Les règles actuelles indiquent que RTE active une offre au plus tôt une heure avant le début du délai de mobilisation de l'offre. L'objectif de cette règle est d'inciter RTE à activer des offres au dernier moment permis par les caractéristiques techniques, afin d'avoir une meilleure évaluation du besoin, et d'interférer au minimum sur le comportement des acteurs sur les marchés si l'activation est effectuée pour cause « marges ».

Or, le processus d'analyse de sécurité coordonnée régionale (« CSA »), approuvé en avril 2023 en application du règlement européen (UE)2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, prévoit que des ajustements sont réalisés après la fin de chaque processus « CSA » qui a lieu en J-1 et en infrajournalier. L'activation résultante pourrait ainsi avoir lieu au-delà des délais autorisés dans les règles. RTE indique aussi que ce type d'activation anticipée peut avoir lieu dans un cas hypothétique de redispatching transfrontalier dans lequel la coordination avec un autre GRT nécessite une validation anticipée des groupes à activer.

Par ailleurs, lors des jours signalés Ecowatt rouge, le processus d'équilibrage manuel ne permet pas de gérer la pluralité des conditions d'utilisation des offres. Il est donc nécessaire dans ces cas exceptionnels d'envoyer des ordres par anticipation, par dérogation à la règle actuelle relative au délai d'activation.

RTE propose donc d'introduire deux exceptions à la règle relative au délai d'activation :

- dans le cas d'un ajustement pour motif « traitement des congestions » ;
- dans le cas d'un jour signalé EcoWatt rouge.

3.2.2 Positions des acteurs

Les acteurs consultés n'ont pas effectué de retours relatifs à cette proposition.

3.2.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la proposition de RTE, qui permet d'adapter les règles au processus européen, et d'assurer la sécurité d'approvisionnement dans les cas de situations exceptionnelles.

La CRE souligne que, dans le cas classique d'un ajustement pour motif « traitement des congestions » hors CSA et redispatching, RTE doit continuer à suivre le processus nominal en cherchant toujours à attendre le dernier moment afin de pouvoir évaluer au plus près le besoin et vérifier si la contrainte se confirme.

3.3 Autres évolutions

3.3.1 Proposition de RTE

RTE propose d'autres évolutions pour le chapitre relatif au mécanisme d'ajustement, notamment :

- évolution sur la forme dans le cadre du projet de règles de marché harmonisées, dans la consultation sur la forme a été effectuée en juin 2023 ;
- clarification de l'usage du MA pour la correction de périmètres d'équilibre lors de congestion du RPT ;
- modalités de participation à la plateforme MARI ;
- évolutions relatives à la plateforme TERRE ;
- symétrisation de la formulation des prix sur les offres d'ajustement à la hausse ;
- passage des conditions d'utilisation des offres à une granularité 15 minutes ;
- évolution des méthodes de contrôle du réalisé par « prévision de consommation » et par « historique de consommation » ;
- diverses propositions d'amendements rédactionnels.

3.3.2 Positions des acteurs

Ces propositions n'ont pas fait l'objet d'opposition de la part des acteurs.

3.3.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à ces propositions de modification qui renforcent et clarifient les règles auprès des acteurs.

4 Evolution des règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre

Le troisième chapitre des règles de marché harmonisées détaille les modalités relatives au dispositif de responsables d'équilibre (« RE »), qui permet de financer, par une obligation pesant sur les responsables d'équilibre, les coûts des écarts constatés entre l'électricité consommée et injectée.

4.1 Correction de périmètre d'équilibre pour les flexibilités réseau RPT

4.1.1 Proposition de RTE

Les flexibilités réseau sont des flexibilités auxquelles un gestionnaire de réseau peut recourir dans le but de résoudre une congestion sur son réseau.

Sur le réseau public de distribution (RPD), la correction du périmètre d'équilibre lors d'activation d'une flexibilité locale par le gestionnaire de réseau est déjà en vigueur depuis le 1^{er} mars 2023, en cohérence avec la délibération de la CRE n°2021-12 du 21 janvier 2021³.

³ [Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 6 HTB\) - CRE](#)

Le développement des énergies renouvelables continue de faire émerger de nouvelles contraintes sur le réseau, en particulier sur le transport, et rend nécessaire la proposition de RTE pour étendre la correction des périmètres d'équilibre aux flexibilités RPT, avec une entrée en vigueur qui coïncidera avec la mise en application de la nouvelle version du contrat d'accès au réseau de transport (« CART »), prévue pour mi-2024.

4.1.2 Positions des acteurs

Les acteurs ont exprimé le besoin d'avoir accès au détail des volumes d'activation de flexibilité réseau pour chaque site concerné.

RTE propose d'ajouter ces volumes dans la liste de données dont le site autorise l'accès à son responsable d'équilibre, et indique prévoir de transmettre aux responsables d'équilibre concernés les volumes d'activation à la maille des sites activés.

4.1.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à cette proposition d'extension de la correction des périmètres d'équilibre au RPT. Elle permet à RTE de recourir à davantage de moyens de flexibilité, en alternative ou en anticipation de besoins de renforcements, constituant ainsi des solutions supplémentaires pour l'exploitation du réseau.

4.2 Mise en place d'un flux financier pour les flexibilités réseau sous obligation d'achat

4.2.1 Proposition de RTE

Les activations de flexibilité réseau sont l'objet de corrections de périmètre d'équilibre, qui nécessitent la mise en place de flux financiers entre les responsables d'équilibre (« RE ») et les gestionnaires de réseau, au titre des règles de marché, et entre les producteurs et les gestionnaires de réseau au titre des contrats d'accès au réseau.

RTE propose de définir les flux financiers entre les responsables d'équilibre et les gestionnaires de réseau dans le cas d'une activation de flexibilité réseau sous obligation d'achat, c'est-à-dire bénéficiant d'un dispositif obligeant EDF ou une entreprise locale de distribution à acheter l'énergie injectée à un tarif de rachat fixe.

RTE propose d'indiquer que le flux financier corresponde à l'énergie écrêtée valorisée au prix *spot*, par pas de granularité du prix *spot*. RTE propose que ce soit le gestionnaire de réseau à l'origine de l'activation qui facture le RE. En cas de prix négatif, le principe reste le même et le flux va du gestionnaire de réseau vers le RE.

4.2.2 Positions des acteurs

Les acteurs consultés n'ont pas effectué de retours relatifs à cette proposition.

4.2.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à l'introduction dans les règles des modalités liées aux flux financiers lors des corrections de périmètre d'équilibre de sites sous obligation d'achat, qui permettent d'encadrer et de favoriser l'usage des flexibilités au service du réseau.

4.3 Intégration des flexibilités réseau dans le compte ajustements-écarts

4.3.1 Proposition de RTE

Les activations de flexibilité réseau ont un impact sur l'équilibre offre-demande, et peuvent engendrer des activations en réactif par RTE. Or, avec la correction du périmètre d'équilibre du RE concerné par les activations de flexibilité réseau, ces activations sont financées par la communauté des RE alors qu'ils ne sont pas responsables de ce déséquilibre.

Afin que la communauté des RE ne soit pas affectée lorsqu'un gestionnaire a recours à une flexibilité réseau, RTE propose d'attribuer le volume activé à un périmètre d'équilibre spécifique, dont la responsabilité financière est portée par le gestionnaire de réseau ayant eu recours à la flexibilité réseau. Les activations pour flexibilité réseau seront donc valorisées au prix du règlement des écarts, et portées financièrement uniquement par les gestionnaires de réseau.

Cette nouvelle composante sera intégrée dans le compte ajustement-écart.

4.3.2 Positions des acteurs

Lors de la consultation, les acteurs n'ont pas effectué de retours relatifs à cette proposition.

4.3.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la proposition de RTE. Elle est cohérente avec ce qui est déjà pratiqué pour les congestions internationales résolues par des activations de countertrading.

Cette modélisation diffère de la méthode utilisée pour la résolution des congestions via le mécanisme d'ajustement, dans laquelle les RE financent les ajustements à hauteur du prix marginal de l'équilibrage, lorsqu'ils contribuent à l'équilibre offre-demande (« EOD »). La CRE considère que cette différence est justifiée, car le mécanisme d'ajustement permet une gestion conjointe de l'EOD et des flux, ce qui n'est pas permis avec le dispositif de flexibilités réseau qui répond uniquement à la gestion des flux.

4.4 Autres évolutions

4.4.1 Proposition de RTE

RTE propose d'autres évolutions pour le chapitre relatif au mécanisme d'ajustement, notamment :

- évolution sur la forme dans le cadre du projet de règles de marchés harmonisées, dans la consultation sur la forme a été effectuée en juin 2023 ;
- application de profils « dynamiques » pour les 5 catégories de consommateurs : RES1WE, RES11WE, RES22WE, RES5 et PRO6 en lieu et place des profils « statiques » utilisés actuellement ;
- mise en extinction du profil RES2WE ;
- modifications liées au passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes ;
- évolution du traitement des sites au modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage » ;
- simplification des annexes de rattachement RE ;
- reformulation des modalités relatives à la programmation des échanges de bloc ;
- révision du questionnaire client (KYC) ;
- suppression du plafond du montant de garantie financière pour les RE déclaratifs ;
- autres amendements rédactionnels et précisions.

4.4.2 Positions des acteurs

Ces propositions n'ont pas fait l'objet d'opposition de la part des acteurs.

4.4.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable aux modifications proposées par RTE qui apportent des évolutions cohérentes pour le fonctionnement du système et qui ne présentent pas de difficultés particulières pour les acteurs.

Décision 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 et L. 321-14 du code de l'énergie, la CRE est compétente pour approuver les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre.

Par courrier reçu le 12 janvier 2024, RTE, a saisi la CRE en vue de l'approbation d'une évolution des règles de marché au format harmonisé, relatives au dispositif de programmation, au mécanisme d'ajustement, au dispositif de responsable d'équilibre et aux services système fréquence.

La CRE approuve cette nouvelle version des règles qui vise principalement à étendre la participation aux mécanismes d'équilibrage, à adapter les règles aux évolutions des processus européens et à améliorer la lisibilité des règles.

Concernant les dispositions relatives au dispositif de programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, la proposition de RTE introduit et pérennise les principales évolutions suivantes :

- demande de programme d'appels tenant compte des positions prises sur les marchés pour l'établissement des modèles de sécurité ;
- renforcement du dispositif de programmation ;
- introduction des modalités transitoires pour l'augmentation du nombre de guichets du mécanisme d'ajustement ;
- ajout d'exception pour les activations anticipées ; la mise en œuvre du processus européen d'analyse de sécurité coordonnée ;
- fin du cadre dérogatoire pour les offres inférieures à 10 MW ;
- mise en place d'un flux financier entre les gestionnaires de réseau et les responsables d'équilibre pour les flexibilités réseau sous obligation d'achat ;
- intégration des flexibilités réseau dans le compte ajustement-écarts ;
- harmonisation du format des règles de marché ;
- ajout des modalités de programmation et de participation relatives à la plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserves de restauration de la fréquence activées manuellement.

Enfin, concernant le renforcement du processus de programmation, la CRE demande à RTE d'engager une réflexion plus large dans la perspective d'une amélioration de la qualité des prévisions de la production d'électricité renouvelable.

Les règles approuvées sont intégrées aux règles harmonisées de RTE sous la forme de chapitre. Dès leur entrée en vigueur, les dispositions générales des règles harmonisées, approuvées par la CRE, leur sont applicables. Les règles entreront en vigueur le 1^{er} avril 2024. Elles sont publiées sur le site de RTE.

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE. Elle sera notifiée à RTE et transmise au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, ainsi qu'au ministre chargé de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 29 février 2024.
Pour la Commission de régulation
de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON