



## DELIBERATION N° 2021-229

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 8 juillet 2021 portant approbation des règles relatives aux réserves rapide et complémentaire

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Jean-Laurent LASTELLE et Ivan FAUCHEUX, commissaires.

### 1. CONTEXTE DE LA SAISINE DE LA CRE

#### 1.1 Rappels relatifs à l'équilibrage du système électrique

RTE équilibre en temps réel la consommation et la production d'électricité en sollicitant, auprès des fournisseurs de services d'équilibrage, des services permettant de moduler la production et/ou la consommation électrique.

A cet effet, RTE dispose de différents types de réserves qui peuvent être mobilisées : d'une part, les services système fréquence composés des réserves primaire et secondaire, et, d'autre part, la réserve tertiaire.

Pour constituer la réserve tertiaire, RTE a mis en place un marché, le mécanisme d'ajustement (ci-après « MA »), sur lequel des acteurs dits « d'ajustement » proposent à RTE des offres. Ces offres sont issues soit de moyens non contractualisés, soit de moyens contractualisés par appels d'offres, qui permettent à RTE de disposer de réserves ayant des caractéristiques techniques particulières, appelées réserves rapide et complémentaire.

La réserve rapide contractualisée par RTE est composée d'au moins 1 000 MW activables en moins de 13 minutes. En outre, RTE contractualise 500 MW de réserve complémentaire disponible en moins de 30 minutes, dont l'objectif est de reconstituer la réserve secondaire. Les puissances mobilisées par RTE doivent permettre de maintenir l'équilibre pendant une durée de deux heures. Ces réserves doivent également permettre de couvrir un aléa dimensionnant<sup>1</sup> deux fois par jour.

Depuis 2007, RTE organise ainsi un appel d'offres annuel lui permettant de répondre à son besoin de réserves rapide et complémentaire. Depuis le 1<sup>er</sup> juin 2021, RTE contractualise un tiers des réserves rapide et complémentaire lors d'un appel d'offres journalier, les deux autres tiers étant toujours contractualisés lors d'un appel d'offres annuel.

#### 1.2 Contexte juridique européen et compétence 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.

En application des dispositions de l'article 18 du règlement EB, chaque gestionnaire de réseau de transport (GRT) qui contractualise des capacités d'équilibrage élabore une proposition concernant les modalités d'acquisition de chaque type de réserve (services système, réserves rapide et complémentaire).

En application des dispositions de l'article 5(4)(c) du règlement EB, l'autorité de régulation est compétente pour approuver ces propositions.

<sup>1</sup> Pour établir le niveau de réserves rapide et complémentaire contractualisé, RTE considère l'aléa dimensionnant comme étant la perte du plus gros réacteur nucléaire français (1500 MW, subdivisés en 1000 MW de réserve rapide et 500 MW de réserve complémentaire). Dans le cas de la mise en service d'un nouveau réacteur nucléaire de puissance supérieure, le besoin de RTE en réserves rapide et complémentaire pourrait être amené à évoluer.

L'article 32(2) du règlement EB prévoit que l'acquisition des capacités d'équilibrage est « exécutée sur une base de court terme dans la mesure du possible et lorsque cela est économiquement efficient ». Il établit également que le volume contractuel puisse être « divisé en plusieurs périodes contractuelles ».

Le principe d'une acquisition des réserves d'équilibrage sur le court terme est renforcé par le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après « règlement sur le marché intérieur de l'électricité »). Ce règlement s'applique à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2020.

En particulier, l'article 6(9) de ce règlement impose que « les contrats de capacité d'équilibrage sont signés au plus tôt un jour avant la fourniture de la capacité d'équilibrage et la durée contractuelle est d'un jour maximum ».

Cet article introduit toutefois la possibilité de déroger à ce principe « dans la mesure où l'autorité de régulation a approuvé une signature du contrat plus tôt ou des durées contractuelles plus longues en vue de garantir la sécurité de l'approvisionnement ou d'améliorer l'efficacité économique. »

Dans le cas où une dérogation est accordée, l'article précité établit les limitations suivantes :

- « au moins pour un minimum de 40 % des produits d'équilibrage standard<sup>2</sup> et pour un minimum de 30 % de tous les produits utilisés aux fins de la capacité d'équilibrage, les contrats de capacité d'équilibrage ne sont pas signés plus d'un jour avant la fourniture de la capacité d'équilibrage et la durée contractuelle est d'un jour maximum » ;
- « Le contrat portant sur la partie restante de la capacité d'équilibrage est exécuté au plus tôt un mois avant la fourniture de la capacité d'équilibrage et la durée contractuelle de la partie restante de la capacité d'équilibrage est d'un mois maximum. »

Néanmoins l'article 6(10) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité prévoit qu'à la demande du gestionnaire de réseau de transport, l'autorité de régulation puisse prolonger la période contractuelle de la « partie restante » de la capacité d'équilibrage visée au paragraphe précédent, pour autant que cette décision soit limitée dans le temps et que les effets positifs en termes de réduction des coûts pour les clients finals soient supérieurs aux incidences négatives sur le marché. Si tel est le cas, la période de contractualisation est limitée à « douze mois au maximum ».

### **1.3 Evolution des modalités de constitution des réserves tertiaires et saisine de la CRE**

Jusqu'à l'année de livraison 2020, RTE a constitué ses réserves rapide et complémentaire par un unique appel d'offres annuel. Dans sa délibération 2019-132 du 25 juin 2019<sup>3</sup>, la CRE a demandé à RTE de mettre en œuvre un appel d'offres journalier pour l'année 2021. L'appel d'offres journalier a ainsi été mis en œuvre au 1<sup>er</sup> juin 2021 par RTE.

RTE a saisi la CRE par courrier reçu le 26 mai 2021 d'une proposition de jeu de règles pour les futurs appels d'offres de RR-RC (ci-après « les Règles »). Dans ce courrier, RTE a fait une demande de dérogation à la CRE, au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, pour continuer à contractualiser une partie des réserves tertiaires via un appel d'offres annuel.

Le dossier de saisine comprend en plus :

- un rapport d'accompagnement à la saisine ;
- le règlement de consultation relatif à l'appel d'offres annuel ;

Ces documents ont fait l'objet d'une consultation publique de RTE du 2 avril 2021 au 3 mai 2021 à laquelle 6 acteurs ont répondu.

La présente délibération vise à approuver le jeu de règles des appels d'offres annuels et journaliers de RR-RC.

Le dossier soumis par RTE à la CRE est publié en annexe de la présente délibération.

<sup>2</sup> Un produit standard est un produit d'équilibrage harmonisé défini par tous les GRT pour l'échange de services d'équilibrage.

<sup>3</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/Appel-d-offres-2020-de-reserves-rapide-et-complementaire>

## **2. MODALITES GENERALES DES RESERVES RAPIDE ET COMPLEMENTAIRE : PROPOSITION DE RTE ET ANALYSE DE LA CRE**

### **2.1 Détection des défaillances à l'activation**

#### **2.1.1 Contexte et proposition de RTE**

Dans sa délibération n° 2020-141, la CRE a demandé à RTE de revoir, avant la fin de l'année 2021, le calcul des défaillances à l'activation afin qu'un acteur ne puisse être déclaré défaillant s'il a respecté les conditions de l'ajustement demandé. En effet, le calcul de défaillance proposé par RTE dans les règles RR-RC pouvait conduire à constater des défaillances lors des périodes d'activation ou de désactivation des entités d'ajustement même lorsque l'acteur respectait scrupuleusement l'ajustement demandé par RTE. En effet, RTE utilise la puissance attendue à la fin d'un pas 5 minutes pour calculer le volume attendu théorique qui sera comparé au volume réalisé afin de calculer un écart d'ajustement qui permettra de déterminer si l'ajustement a été défaillant. Cette solution conduit donc à mesurer un écart sur les périodes de rampes dès lors que l'entité d'ajustement n'est pas en mesure de s'activer ou de se désactiver par palier.

RTE propose donc de revoir le calcul de défaillance afin d'éviter qu'il ne puisse conduire à détecter une défaillance dans les périodes d'activation ou de désactivation de l'entité d'ajustement lorsque l'acteur respecte l'ajustement demandé par RTE. Pour cela, RTE propose de supprimer le contrôle systématique des défaillances à l'activation sur (i) les pas 10 minutes contenant l'instant d'activation et l'instant de désactivation (ii) le pas 5 minutes antérieur à l'atteinte de la puissance de consigne (iii) le pas 5 minutes postérieur à l'instant de désactivation. Le contrôle systématique de l'ajustement sera donc réalisé uniquement sur les pas 10 minutes d'activation complets. RTE précise cependant que les acteurs d'ajustement sont tenus de respecter le délai de mobilisation de l'ajustement demandé. Ainsi, RTE utilisera les données d'observabilités afin de s'assurer du bon respect des exigences demandées.

#### **2.1.2 Réponses des acteurs**

Cinq acteurs se sont exprimés sur cette proposition lors de la consultation publique de RTE. Trois acteurs y sont favorables, deux acteurs y sont partiellement favorables.

L'un de ces acteurs, partiellement favorable, souligne que la nouvelle proposition de RTE ne permet pas de contrôler l'ensemble des exigences relatives aux RR-RC. Il propose à RTE d'utiliser le calcul du contrôle des défaillances du mécanisme d'ajustement plutôt que le calcul d'écart d'ajustement du mécanisme d'ajustement pour contrôler les périodes d'activation et de désactivation. En effet, le contrôle des défaillances du mécanisme d'ajustement dispose d'un calcul différencié sur les périodes de rampes prenant en compte les spécificités de ces périodes.

Un autre acteur souligne que la proposition de RTE peut tout de même conduire à pénaliser un acteur au titre des RR-RC même lorsqu'il a rempli ses engagements pour cette réserve. En effet, une entité d'ajustement engagée en RR-RC peut être offerte sur le mécanisme d'ajustement à une puissance supérieure à sa puissance engagée en RR-RC, ou avec un délai de mobilisation inférieure au délai de mobilisation contractuel. Dans ces cas-là, cet acteur estime que l'entité d'ajustement ne devrait pas être pénalisée au titre des RR-RC si elle a respecté, a minima, ses engagements pour cette réserve. Il demande donc à RTE de modifier le critère de défaillance à l'activation en conséquence, ou de prendre en compte les réclamations des acteurs pouvant prouver qu'ils ont respecté leurs engagements en RR-RC.

#### **2.1.3 Analyse de la CRE**

La CRE estime que la proposition de RTE répond à sa demande exprimée dans sa délibération n° 2020-141, puisque le nouveau calcul de défaillance permet d'éviter qu'un acteur puisse être déclaré défaillant sur une période de rampe lorsqu'il a respecté l'ajustement demandé par RTE.

La CRE est consciente des risques exprimés liés à l'absence de détection automatique des défaillances sur les périodes comprenant des rampes. Cependant, la CRE considère que RTE dispose des moyens nécessaires pour contrôler le respect des engagements contractuels des acteurs en cas de doute.

Sur la remarque faite lors de la consultation, la CRE considère qu'un acteur d'ajustement ne devrait pas être déclaré défaillant au titre des RR-RC lorsque son activation était, a minima, au niveau de ses engagements au titre des RR-RC. Dans le cas où l'acteur n'aurait pas respecté l'ordre d'ajustement demandé par RTE tout en respectant ses engagements au titre des RR-RC, RTE devrait donc pénaliser l'acteur uniquement sur le mécanisme d'ajustement et non pas au titre de la RR-RC. La CRE considère que les explications données par RTE dans sa réponse à l'acteur ne justifient pas le fait qu'un acteur puisse être déclaré défaillant au titre des RR-RC lorsqu'il a réalisé une activation supérieure à son engagement contractuel pour lequel il est rémunéré. La CRE demande donc à RTE soit de revoir le critère de défaillance à l'activation pour qu'il ne puisse pas conduire à détecter une défaillance lorsque l'acteur a respecté ses engagements contractuels sur les RR-RC, soit que RTE considère les données à disposition des acteurs (télérelève, comptage) pouvant prouver le respect de leurs engagements contractuels au titre des RR-RC.

## **2.2 Défaillance déclarée liée à un aléa technique**

### **2.2.1 Contexte et proposition de RTE**

La défaillance déclarée liée à un aléa technique est un cas de défaillance déclaré permettant à un acteur d'ajustement d'accéder à une pénalité réduite s'il est en mesure de justifier d'une défaillance technique expliquant son incapacité à tenir son engagement en RR-RC. Pour justifier d'une telle défaillance, l'acteur d'ajustement doit fournir à RTE des éléments justificatifs sur la nature et les conséquences de la défaillance. Il doit en outre justifier de deux tentatives infructueuses de céder son engagement via un échange de réserves.

Dans sa délibération n° 2020-141, la CRE a demandé à RTE de réinterroger l'intérêt du maintien de ce cas de défaillance avec la mise en œuvre de l'appel d'offres journalier et la possibilité offerte aux acteurs de résilier leurs engagements annuels qui seront ajoutés au volume à contractualiser lors de cet appel d'offres.

A la suite de la consultation publique lors de laquelle certains acteurs se sont opposés à la proposition initiale de RTE de supprimer ce cas de défaillance, RTE propose finalement de le conserver, mais de limiter son utilisation aux cas où l'aléa interviendrait trop tard pour que l'acteur puisse résilier son engagement.

### **2.2.2 Réponses des acteurs**

Lors de la consultation publique menée par RTE, deux acteurs se sont prononcés en faveur de la suppression de ce cas de défaillance et un troisième acteur s'est dit partiellement favorable, tandis que trois acteurs se sont montrés défavorables à cette proposition, pointant les risques supplémentaires liés à l'impossibilité de faire valoir un aléa technique lorsque la résiliation de son engagement en RR-RC n'est plus possible.

### **2.2.3 Analyse de la CRE**

Avec le lancement de l'appel d'offres journalier, la CRE estime que la priorité doit être donnée à la résiliation des engagements des acteurs à l'appel d'offres journalier lorsque l'aléa intervient en amont de la période de livraison. Cependant, avant mi 2022, les acteurs d'ajustement n'auront plus la possibilité de résilier leurs engagements 5 jours ouvrés avant la date d'engagement. Supprimer la défaillance liée à un aléa technique peut donc conduire à augmenter le risque pris par les acteurs d'ajustement s'engageant à l'appel d'offres annuel. La CRE est donc favorable à la proposition de RTE de maintenir le cas de défaillance déclarée liée à un aléa technique lorsque l'aléa technique intervient trop tard pour que l'acteur puisse résilier son engagement.

## **2.3 Délai de déclaration des tests**

### **2.3.1 Contexte et proposition de RTE**

Le délai de notification pour informer l'acteur d'ajustement qu'il a été activé pour cause « test » est fixé à 15 jours ouvrés.

### **2.3.2 Réponses des acteurs**

Deux acteurs se sont exprimés pour demander que le délai de notification soit raccourci. Un de ces acteurs demande notamment que la notification intervienne avant que RTE puisse prendre connaissance des courbes de charges transmises par les gestionnaires de réseau de distribution.

### 2.3.3 Analyse de la CRE

Le délai de notification pour informer de l'activation pour cause « test » est identique à d'autres mécanismes, notamment le mécanisme de capacité. Ce délai permet à RTE de réaliser des vérifications, ne concernant pas le résultat du test, lorsque cela est nécessaire avant de notifier les acteurs. Cependant, la CRE estime que, dans le cas général, RTE n'a pas besoin de l'intégralité du délai pour notifier les acteurs d'ajustement. La CRE demande donc à RTE de prendre en considération les demandes des acteurs et de tout mettre en œuvre pour raccourcir le plus possible les délais pour notifier d'une activation pour cause « test ».

## 2.4 Autres évolutions

### 2.4.1 Contexte et proposition de RTE

Afin de clarifier les conditions d'activation des RR-RC, RTE propose de définir le terme « aléa » dans les règles RR-RC comme une période nécessitant l'activation de capacités engagées en RR-RC pour maintenir l'état normal du système.

### 2.4.2 Réponses des acteurs

Un acteur s'est exprimé sur ce sujet demandant à RTE de clarifier les conditions à remplir pour considérer que l'engagement au titre des RR-RC a été rempli. RTE propose de traiter le sujet lors de la prochaine concertation.

### 2.4.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la définition d'aléa proposée par RTE qui permet de clarifier les conditions d'activation des capacités engagées en RR-RC qui font l'objet de discussions depuis plusieurs années lors des concertations de RTE. La CRE est également favorable à ce que RTE clarifie les conditions à remplir pour considérer que l'engagement en RR-RC a été rempli pour la journée, car ces conditions sont aujourd'hui imprécises et peuvent faire l'objet de différentes interprétations.

## 3. DEROGATION CONFORMEMENT A L'ARTICLE 6 (10) REGLEMENT (UE) 2019/943 DU PARLEMENT EUROPEEN ET DU CONSEIL DU 5 JUIN 2019 SUR LE MARCHÉ INTERIEUR DE L'ELECTRICITE

### 3.1 Contexte et proposition de RTE

Dans le cadre de sa saisine, RTE a soumis à la CRE une demande de dérogation sur le fondement des articles 6(9) et 6(10) du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

RTE demande à ce qu'il soit dérogé à l'article 6 (9) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité pour l'année 2022 et pour le volume de 1000 MW, répartis en 667 MW de réserve rapide et 333 MW de réserve complémentaire.

A l'appui de sa demande, RTE a fourni une étude théorique, permettant de soutenir que les effets positifs en termes de réduction des coûts pour les clients finals sont supérieurs aux incidences négatives sur le marché.

En effet, cette étude théorique met en évidence l'existence d'un optimum économique théorique pour une contractualisation de 40 à 50% de la capacité des RR-RC en annuel. Elle ne montre pas de perte économique à contractualiser un tiers de la capacité en journalier. Au vu des risques opérationnels liés à la mise en place d'un appel d'offres journalier pour la contractualisation des RR-RC, RTE a donc proposé, en conclusion de son étude, de démarrer la contractualisation journalière dès 2021 pour un tiers du volume de RR-RC, puis d'augmenter ce volume contractualisé en journalier à 50% du volume de RR-RC à partir de l'année 2023.

### **3.2 Analyse de la CRE**

Au regard de l'ensemble de ces éléments, la CRE accorde la dérogation sollicitée par RTE pour l'année 2022.

RTE communiquera à la CRE un retour d'expérience avant le 1<sup>er</sup> décembre 2021. Ce retour d'expérience permettra de compléter cette étude théorique et de réinterroger la trajectoire du volume contractualisé lors de l'appel d'offres journalier pour les années suivantes.

## **DECISION DE LA CRE**

En application des dispositions de 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 EB »), chaque gestionnaire de réseau de transport qui contractualise des capacités d'équilibrage élabore une proposition concernant les modalités d'acquisition de chaque type de réserve.

En application des dispositions de l'article 5(4)(c) de ce règlement, l'autorité de régulation est compétente pour approuver ces propositions.

RTE a saisi la Commission de régulation de l'énergie (CRE) par courrier reçu le 26 mai 2021 d'une proposition de jeu de règles pour les appels d'offres de réserves tertiaires rapide et complémentaire (ci-après « RR-RC »), pour livraison à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2022. Dans ce courrier, RTE a fait une demande de dérogation à la CRE, au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, pour continuer à contractualiser une partie des réserves tertiaires via un appel d'offres annuel.

Pour l'année 2022, RTE envisage de contractualiser deux tiers du volume de RR-RC par un appel d'offres annuel et de recourir à un appel d'offres journalier pour contractualiser le volume restant ainsi que les volumes défaillants éventuels.

La CRE approuve le jeu de règles pour les appels d'offres de RR-RC proposé par RTE et accorde la dérogation prévue aux alinéas 9 et 10 de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité pour l'année 2022.

Afin de poursuivre les améliorations des modalités de constitution des RR-RC, la CRE demande à RTE soit de modifier le calcul de détection des défaillances à l'activation pour qu'il ne puisse détecter une défaillance que sur l'engagement contractuel de l'acteur au titre des RR-RC, soit que RTE considère les données à disposition des acteurs (télérelève, comptage) pouvant justifier du respect de leurs engagements au titre des RR-RC.

La CRE demande également à RTE de tout mettre en œuvre pour raccourcir le délai de notification des acteurs d'ajustement d'une activation pour cause « test ».

En application des dispositions de l'article 7 du Règlement EB, RTE publie les modalités de l'appel d'offres sur son site Internet.

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

**Délibéré à Paris, le 8 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.