

## **DELIBERATION N° 2022-71**

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2022 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, Jean-Laurent LASTELLE et Valérie PLAGNOL, commissaires.

Les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (ci-après « règles MA-RE ») sont scindées en deux sections :

- La section 1 définit les modalités techniques, financières et juridiques, relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement ;
- La section 2 définit les modalités techniques, financières et juridiques, relatives au dispositif de Responsable d'Equilibre.

La présente délibération a pour but d'introduire des évolutions des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre à la suite d'une saisine de la CRE par RTE.

# TABLE DES MATIERES

<b>1. COMPETENCE DE LA CRE ET OBJET DE LA DELIBERATION .....</b>	<b>3</b>
<b>2. PRINCIPALES EVOLUTIONS DES REGLES PROPOSEES PAR RTE .....</b>	<b>4</b>
2.1 GESTION DES SERVICES SYSTEME A LA SUITE DE L'ACTIVATION D'UNE OFFRE STANDARD .....	4
2.2 REVISION DU CADRE DEROGATOIRE DES PETITES ENTITES D'AJUSTEMENT .....	5
2.3 REVISION DU PROCESSUS D'EQUILIBRAGE AVEC LA PLATEFORME TERRE.....	5
2.4 PRISE EN COMPTE DES FLEXIBILITES LOCALES ACTIVEES POUR RESOUDRE UNE CONTRAINTE SUR LE RESEAU .....	6
2.5 MODALITE DU PILOTAGE <i>EX ANTE</i> DU SOLDE DU COMPTE AJUSTEMENTS-ECARTS.....	8
2.6 PASSAGE DU PAS DE REGLEMENT DES ECARTS A 15 MINUTES.....	9
2.7 EVOLUTION DES PROCESSUS DE RECONSTITUTION DES FLUX A LA SUITE DU DEPLOIEMENT GENERALISE DES COMPTEURS COMMUNICANTS .....	10
2.8 EVOLUTION DES METHODES DU CONTROLE DU REALISE DES EFFACEMENTS PAR HISTORIQUE ET PAR PREVISION .....	11
<b>3. EVOLUTIONS INTRODUITES PAR LA DELIBERATION N°2022-25 DU 20 JANVIER 2022.....</b>	<b>13</b>
<b>DECISION DE LA CRE .....</b>	<b>14</b>

## 1. COMPETENCE DE LA CRE ET OBJET DE LA DELIBERATION

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, 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 avant de l'approuver, afin de garantir que les dispositions de la méthodologie soient conformes à la finalité du règlement.

Enfin, l'article L. 321-10 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 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 4 janvier 2022, 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 proposition introduit diverses évolutions de ces dispositifs, et notamment,

- au 1<sup>er</sup> avril 2022 :
  - la mise en place des modalités permettant la dégradation des services systèmes en cas d'activation d'une offre standard ;
  - la révision du processus d'équilibrage avec la plateforme TERRE ;
  - la révision du cadre dérogatoire des petites EDA ;
  - la prise en compte des flexibilités distribuées activées par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD).
- au 1<sup>er</sup> janvier 2023 : le passage à un pilotage *ex ante* du compte ajustements-écarts.
- au 1<sup>er</sup> juillet 2023 : l'allocation en reconstitution des flux des relève quotidiennes des clients BT≤36kVA au périmètre des responsables d'équilibre (ci-après « RE ») sur le territoire d'Enedis.

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, du 8 octobre au 12 novembre 2021, une consultation publique portant sur les évolutions envisagées pour la version 10 des règles MA-RE, à laquelle douze acteurs (Flexcity, GazelEnergie, la CNR, EDF, Alpiq, Voltalis, ENGIE, Ecinov, Energy Pool, TotalEnergies, Enedis, ELE) 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 24 septembre au 22 octobre 2021. 8 acteurs (EDF, ELE, Enercoop, Engie, RTE, Strasbourg Electricité Réseau, TotalEnergies et Enedis en tant que RE des pertes) ont répondu à la consultation. Par ailleurs, l'ANODE a fait connaître sa position par courrier adressé à la CRE et est ainsi comptabilisée dans les réponses.

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. PRINCIPALES EVOLUTIONS DES REGLES PROPOSEES PAR RTE

### 2.1 Gestion des services système à la suite de l'activation d'une offre standard

#### 2.1.1 Proposition de RTE

L'activation d'une offre d'ajustement peut dégrader les services système c'est-à-dire qu'elle peut avoir un impact négatif sur les volumes programmés par l'acteur en termes de réserves primaire et secondaire. En effet, un ajustement change le programme de production de l'acteur qui peut, dans certains cas, ne plus être en mesure de réserver le volume de réserve primaire sur lequel il s'est engagé lors de l'appel d'offres de réserve primaire ou secondaire. En conséquence, il dégrade son engagement en services système et RTE ne peut compter sur lui. Dans ce cas, RTE doit reconstituer immédiatement les services système en activant une autre offre d'ajustement qui permet à l'inverse de récupérer le volume nécessaire de services système.

RTE participe à la plateforme d'échange d'énergie d'équilibrage de réserve complémentaire (ou « *replacement reserve* », RR) TERRE depuis le mois de décembre 2020. Une offre française peut ainsi être activée sur TERRE pour répondre à des besoins étrangers. Afin d'éviter la dégradation des services système, RTE interdit aux acteurs d'ajustement de soumettre des offres sur TERRE qui pourraient dégrader la programmation en services système française.

Néanmoins, RTE a introduit des dispositions transitoires jusqu'au 1<sup>er</sup> trimestre 2022 pour les entités d'ajustement (EDA) pour lesquelles il n'existe pas de point de fonctionnement intermédiaire qui permet la diminution de la puissance active sans réduire la participation aux réserves primaire et secondaire. De ce fait, de manière transitoire, la dégradation des services système pour ce type d'EDA est permise dans une limite définie par RTE.

Un appel à contribution a eu lieu sur le sujet du 15 janvier au 22 février 2021 pour recueillir l'avis des acteurs d'ajustement sur le mécanisme pérenne à mettre en œuvre après le 1<sup>er</sup> trimestre 2022. Six acteurs ont répondu.

À la suite de la présentation des résultats de l'appel à contribution dans le groupe de travail sur les règles MA-RE, RTE souhaite retenir la proposition qui permet aux acteurs d'ajustement de dégrader leurs engagements en services système dans la limite restreinte de leur « surbouclage » en services système. Le « surbouclage en services système » est, pour chaque pas de règlement des écarts, la différence entre le volume en services système programmé par l'acteur et son engagement. En effet, l'analyse de l'historique montre que, généralement, les acteurs programment un peu plus des services système que leur engagement.

#### 2.1.2 Position des acteurs

La majorité des acteurs qui se sont exprimés sur le sujet sont favorables à cette évolution.

Un acteur est cependant défavorable à cette évolution. En effet, cet acteur demande plus de souplesse et propose que les acteurs puissent dégrader leur engagement en services système à hauteur de leur capacité de reconstitution des services système dans leur périmètre.

#### 2.1.3 Analyse de la CRE

Même si la fin de la période transitoire pourrait contraindre la participation des actifs sans point de fonctionnement intermédiaire à la plateforme TERRE, la CRE est favorable à la proposition de RTE. En effet, cette proposition est un compromis qui va permettre à l'ensemble des acteurs de pouvoir valoriser un volume plus important sur la plateforme d'échange d'énergie de réserve complémentaire TERRE. Les dispositions transitoires actuelles donnaient un avantage aux technologies qui n'ont pas de point de fonctionnement intermédiaire évitant la dégradation de services système. Cette évolution veille donc à ce que toutes les technologies soient traitées de manière équitable.

La proposition d'un acteur de pouvoir dégrader l'engagement en services système à hauteur de la capacité de reconstitution de ces derniers est complexe à mettre en œuvre opérationnellement. A court-terme, il est possible de contourner ce problème en liant deux offres sur TERRE. L'acteur peut ainsi lier une offre à la baisse dont l'activation entraîne une perte de services système, à une autre offre à la baisse dont l'activation permet de reconstituer des services système, afin de s'assurer que l'ensemble des activations sur son périmètre n'entraînera pas de perte des services système.

## **2.2 Révision du cadre dérogatoire des petites entités d’ajustement**

### **2.2.1 Proposition de RTE**

Les règles MA-RE exigent que les EDA aient une puissance minimum de 10 MW pour pouvoir proposer des offres sur le mécanisme d’ajustement. Un cadre dérogatoire a été introduit pour permettre à des EDA inférieures à 10 MW de participer au mécanisme d’ajustement. Il existe deux types de « petites EDA » : (i) les petites EDA dites « standardisées » et (ii) les petites EDA dites « non standardisées ».

	<i>Petites EDA « standardisées »</i>	<i>Petites EDA non « standardisées »</i>
Délai de mobilisation (DMO)	Inférieur ou égal à 30 minutes	Multiple de 30 minutes
Délai minimal d’utilisation (D0min)	Inférieur ou égal à 60 minutes	Supérieur ou égal à 30 minutes Multiple de 30 minutes
DMO + D0min	-	Inférieur ou égal à 180 minutes

**Tableau 1 : Les deux types de petites EDA**

Tout d’abord, RTE propose de renommer les petites EDA dites « standardisées » et « non standardisées » en petites EDA « normalisées » et « non normalisées » afin d’éviter la confusion avec la notion de « produit standard » sur TERRE.

#### EDA « non normalisées »

- RTE propose de maintenir le cadre dérogatoire pour les petites EDA « non normalisées » pour une durée supplémentaire de 4 ans c’est-à-dire jusqu’au 1<sup>er</sup> janvier 2026. A cet horizon, RTE sera en mesure de gérer opérationnellement les EDA de moins de 10 MW sans limitation pour les acteurs.
- RTE propose de supprimer la limite de 100 MW d’activation pour les petites EDA « non normalisées ».

#### EDA « normalisées »

- RTE propose d’augmenter à 3 les petites EDA « normalisées » possibles par jour et par acteur, contre 2 actuellement ;
- RTE propose d’ouvrir les EDA « normalisées » aux sites de stockage.
- Enfin, RTE propose d’ouvrir la possibilité pour les petites EDA « normalisées » de soumettre des offres d’ajustement à la baisse.

### **2.2.2 Position des acteurs**

Les acteurs qui ont répondu à la consultation des règles MA-RE v10 et que les services de la CRE ont rencontré durant l’instruction sont favorables à l’ensemble de la proposition de RTE.

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

La CRE est favorable à la proposition de RTE. En effet, cette évolution assouplit le cadre dérogatoire pour les petites EDA. En particulier, cette évolution ouvre la possibilité pour les petites EDA « normalisées » i) de soumettre des offres d’ajustement à la baisse et ii) d’être composées de sites de stockage permettant une plus grande participation de nouvelles flexibilités (énergies renouvelables, stockage, ...) au MA.

Par ailleurs, la CRE rappelle aux acteurs d’ajustement qu’ils ont la possibilité de proposer des offres standard sur la plateforme européenne d’équilibrage à partir de réserve tertiaire complémentaire (ci-après, « plateforme TERRE ») supérieures à 1 MW, sans limite de nombre.

## **2.3 Révision du processus d’équilibrage avec la plateforme TERRE**

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

RTE est connecté à la plateforme TERRE depuis le 2 décembre 2020 mais se trouve encore dans une phase d’apprentissage, dite « d’exploitation sous contrôle », durant laquelle RTE a la possibilité de déroger à certaines modalités des règles MA-RE. RTE prévoit de passer en exploitation nominale de la plateforme au second trimestre 2022.

Les règles MA-RE prévoient que RTE ne puisse pas activer d'offres spécifiques pour un motif d'équilibrage (ci-après, « P=C ») avant d'avoir reçu le résultat de TERRE, soit 36 minutes avant l'heure de livraison. RTE estime que la liquidité des offres françaises ayant une durée de mobilisation (ci-après, « DMO ») inférieure ou égale à 30 minutes est trop faible pour envisager d'équilibrer le système électrique uniquement à l'aide de la plateforme TERRE et de ces offres spécifiques.

RTE propose donc de modifier les règles MA-RE afin de permettre l'utilisation d'offres spécifiques sur le MA dès le début de la fenêtre opérationnelle, soit 60 minutes avant l'heure de livraison. RTE précise par ailleurs que l'utilisation de produits standards sera privilégiée et que ces modalités n'interféreront pas avec la demande que RTE soumet à la plateforme TERRE.

### 2.3.2 Position des acteurs

Trois acteurs se sont exprimés sur le sujet. Un acteur a proposé que RTE ne puisse pas activer d'offres pour cause P=C si la somme du DMO et de la durée minimale d'utilisation (ci-après, « DMin ») est supérieure à 2h. Cet acteur précise par ailleurs qu'une demande à tout prix doit être justifiée par une insuffisance d'offre.

Un autre acteur souhaite conserver les règles MA-RE telles qu'elles sont aujourd'hui. Le dernier acteur est favorable à la proposition initiale de RTE qui permettait de ne pas limiter l'utilisation des EDA échangeurs (EDA étrangères) à la fenêtre opérationnelle.

### 2.3.3 Analyse de la CRE

La CRE rappelle que les règles MA-RE doivent être conformes au règlement EB. Ainsi, l'utilisation de produits standards d'équilibrage doit être privilégiée à l'utilisation de produits spécifiques, ces derniers ne devant être utilisés que lorsque les produits standards d'équilibrage sont insuffisants pour garantir la sécurité opérationnelle. Néanmoins, la CRE est consciente que la liquidité des produits standards d'équilibrage et des produits spécifiques à DMO inférieur ou égal à 30 minutes est, à ce stade, insuffisante pour assurer l'équilibrage du système électrique français.

La CRE est donc favorable à la proposition de RTE. Cependant, la CRE souligne que l'utilisation de produits standards doit être privilégiée pour la gestion de l'équilibrage du système électrique. La CRE demande ainsi à RTE de réaliser un retour d'expérience sur les activations de produits spécifiques avant le résultat de la plateforme TERRE, pour mi 2023, afin de vérifier le rôle de ces offres dans la gestion de l'équilibrage français, de contrôler que l'utilisation de produits standards est privilégiée, et d'étudier la possibilité de se rapprocher du modèle cible européen en matière d'utilisation de produits spécifiques.

Toutefois, la CRE n'est pas favorable, à ce stade, à la proposition d'un acteur concernant l'utilisation d'un critère fondé sur la somme du DMO et du DMin, qui, d'une part, permet d'activer des offres avant la fenêtre opérationnelle, et, d'autre part, réduit le gisement d'offres disponibles pour RTE. Par ailleurs, la CRE rappelle que les offres dont la somme du DMO et du DMin ne sont pas compatibles avec le modèle cible défini dans le règlement EB et ne seront plus disponibles pour la gestion P=C à terme.

## 2.4 Prise en compte des flexibilités locales activées pour résoudre une contrainte sur le réseau

### 2.4.1 Contexte et proposition de RTE

Les flexibilités locales (flexibilités situées sur le réseau public de distribution, ci-après, « RPD »), sont des flexibilités utilisées pour soulager des contraintes sur le RPD. L'utilisation de flexibilités locales par les gestionnaires de réseaux de distributions (ci-après, « GRD ») pour résoudre les contraintes locales est amenée à se développer, sous l'impulsion de l'article 32 règlement (UE) 2019/944. Ce dernier encourage les Etats membres et les autorités de régulation à mettre en place une réglementation incitant les GRD à utiliser des flexibilités locales lorsqu'elles sont plus compétitives afin d'« améliorer l'efficacité de la gestion et du développement du réseau de distribution »<sup>1</sup>. La CRE a rappelé cet enjeu dans sa délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021<sup>2</sup>.

Le développement de flexibilités locales interroge la gestion du système électrique, notamment la coordination entre GRT et GRD, et l'accès aux flexibilités locales pour la gestion de l'équilibrage national ou de contraintes sur le réseau public de transport.

<sup>1</sup> Directive (UE) 2019/944 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=FR>

<sup>2</sup> Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT) : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-d-electricite-turpe-6-hta-bt>

Afin de permettre la participation multi-mécanismes des flexibilités locales, RTE propose de définir dans les règles MA-RE les modalités de prise en compte des activations de flexibilités locales lorsqu'un site est également engagé sur le MA. RTE propose ainsi que le GRD corrige les courbes de charge des sites qu'il a activés avant de les transmettre à RTE. Dans le cas d'une activation concomitante par RTE et un GRD, l'acteur devra donc réaliser la somme des deux activations.

RTE propose également de définir les modalités de correction des périmètres, pour les sites non éligibles au modèle corrigé, conformément à la demande de la CRE dans sa délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021<sup>3</sup>.

#### 2.4.2 Position des acteurs

Trois acteurs se sont exprimés sur la définition de la « flexibilité locale » et de la « flexibilité distribuée » afin d'y apporter quelques précisions qui ont été prises en compte par RTE à la suite de la consultation et incluses dans la saisine de la CRE.

#### 2.4.3 Analyse de la CRE

La participation multi-mécanismes des flexibilités locales permet d'augmenter la liquidité des marchés locaux et nationaux, et de diminuer les coûts de contractualisation et les prix sur ces marchés en permettant aux flexibilités d'amortir leurs coûts sur plusieurs marchés. La CRE estime donc qu'elle doit être encouragée lorsque les flexibilités sont en mesure de répondre aux besoins de l'ensemble des mécanismes pour lesquels elles sont engagées.

La CRE estime, à l'instar de certains acteurs, qu'à la cible, les gestionnaires de réseaux devront se coordonner, en amont de l'activation, pour mutualiser leurs besoins et vérifier la compatibilité de leur activation lorsqu'elle intervient sur le réseau d'un autre gestionnaire de réseau. Cependant, la CRE est consciente de l'importance des changements dans la gestion opérationnelle des gestionnaires de réseau que cela implique, ce qui ne permet pas d'envisager une mise en œuvre de cette cible à court terme.

La CRE estime toutefois que la proposition de RTE relative au traitement des activations concomitantes par le GRD et RTE ne permet pas en pratique la valorisation multi-mécanisme des flexibilités locales. En effet, la proposition de RTE oblige l'acteur à réaliser la somme des demandes des gestionnaires de réseau, et donc à arbitrer entre les différents mécanismes pour la valorisation de sa capacité. Pourtant, en cas d'activation concomitante, l'activation de la flexibilité permet de répondre au besoin des deux gestionnaires de réseau, puisqu'une activation pour résoudre une contrainte sur le réseau aura également un impact physique sur l'équilibrage. C'est d'ailleurs en utilisant ce principe que RTE opère son réseau le plus efficacement possible. De plus, en demandant à l'acteur de réaliser la somme des deux demandes, la proposition de RTE risque de conduire à une augmentation du nombre de contre ajustements, puisque dans le cas d'une activation concomitante, RTE devra contre ajuster l'activation d'Enedis. La CRE n'est donc pas favorable à cette proposition.

Lors de l'instruction des règles MA-RE v10, la CRE a consulté certains acteurs afin de connaître leur position sur une proposition alternative permettant la participation multi-mécanisme en ne demandant aux acteurs de ne réaliser que le maximum des demandes des gestionnaires de réseau. La majorité s'est montrée favorable à cette proposition.

#### 2.4.4 Révisions de la proposition de RTE par la CRE

La CRE demande à RTE de supprimer l'insensibilisation des activations GRD pour le contrôle du réalisé des activations sur le MA.

Après consultation de RTE, la CRE révisé ainsi la proposition de RTE s'agissant des articles 4.5.1.2, 4.5.2.2.2, 4.6.2, 4.6.4 et 4.6.5.1 des règles MA-RE (voir les règles annexées à la présente délibération, avec l'ensemble des modifications). Cette révision porte sur les éléments suivants :

- En cas d'activation concomitante, l'acteur devra réaliser le maximum des activations demandées par les gestionnaires de réseaux. Les gestionnaires de réseaux doivent se coordonner *ex post* pour contrôler que, sur chaque pas de temps où au moins une activation a été acceptée, l'acteur a bien réalisé le maximum des demandes. L'acteur pourra être jugé comme défaillant au titre d'un mécanisme lorsqu'il n'aura pas atteint le niveau demandé pour ce mécanisme sur un pas de temps. L'acteur sera rémunéré par le GRD à hauteur du prix de son offre au GRD pour les volumes en commun.
- Définir le terme de flexibilité locale dans les règles MA-RE, comme une « flexibilité distribuée à laquelle un GRD peut recourir ».

<sup>3</sup> 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) : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-d-electricite-turpe-6-htb>

## 2.5 Modalité du pilotage ex ante du solde du compte ajustements-écarts

### 2.5.1 Proposition de RTE

Le Compte Ajustements-Ecarts (CAE) regroupe toutes les charges et tous les produits liés l'équilibrage. Afin d'assurer la neutralité financière de RTE, le solde de ce compte est mis à zéro chaque année par une délibération de la CRE. L'équilibre du CAE à la fin d'une année est atteint à l'aide du coefficient  $k$ . Ce coefficient est un terme du prix de règlement des écarts (PRE). Dans un premier temps, le coefficient  $k$  est défini ex ante par une valeur aujourd'hui fixée à 0,05. Il est ensuite recalculé ex post par une valeur permettant d'annuler le solde du CAE. En effet, le PRE est une charge dans le CAE lorsque le RE est en écart positif (lorsque son volume d'injection est supérieur à son volume de soutirage sur son périmètre) et un produit dans le CAE lorsque le RE est en écart négatif (lorsque son volume d'injection est inférieur à son volume de soutirage sur son périmètre).

RTE a effectué un appel à contributions du 3 au 31 mai 2021 sur le sujet.

RTE propose que la valeur du coefficient  $k$  soit ne soit plus définie ex-post mais de manière dynamique, au cours du temps à l'aide d'une fonction. Sur la base de cette fonction, la valeur du coefficient  $k$  (définitif) pour un mois donné sera calculée de manière ex ante à fréquence mensuelle. A chaque fin du mois  $M$ , le coefficient  $k$  qui sera applicable pour le mois  $M+3$  sera calculé sur la base du solde cumulé constaté à la fin du mois  $M$  pour la période comprenant le mois  $M-1$ . RTE propose que le changement de méthode de calcul du coefficient  $k$  soit mis en place début janvier 2023.

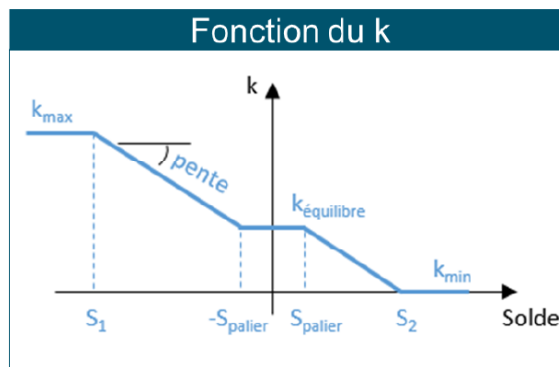


Figure 1 : La fonction k

Les paramètres de la fonction  $k$  décrits ci-dessous seront définis dans une délibération ultérieure par suite d'une concertation des acteurs de marché et d'une saisine de la CRE par RTE.

- $K_{max}$  (respectivement  $K_{min}$ ) est la valeur du  $k$  maximum (resp. minimum) ;
- $K_{équilibre}$  est la valeur initiale du coefficient  $k$  ;
- $S_1$  (resp.  $S_2$ ) est la valeur du solde du CAE à partir de laquelle le coefficient  $k$  égale  $K_{max}$  (resp. zéro) ;
- $S_{palier}$  est la valeur du solde du CAE à partir de laquelle la valeur du coefficient  $k$  n'est plus égal au  $K_{équilibre}$ .

Les valeurs des paramètres seront disponibles sur une page dédiée du Portail Services de RTE mais elles ne sont pas intégrées dans les règles MA-RE. Concernant l'évolutivité de la fonction  $k$  proposée, toute révision d'un paramètre constitutif de la fonction  $k$ , tel que présenté ci-dessus, fera l'objet d'une concertation des acteurs, d'une saisine de la CRE par RTE (indépendamment du processus d'évolution des règles MA-RE), et d'une notification suffisamment en amont aux acteurs.

### 2.5.2 Position des acteurs

La grande majorité des acteurs est favorable à la proposition de RTE.

Un acteur s'est montré défavorable à la proposition de RTE. En effet, l'acteur propose que le coefficient  $k$  soit défini à une fréquence annuelle : en A-1 pour l'année A et sur la base des données du solde en A-2. Une seconde proposition de l'acteur consiste à décentrer positivement le palier où  $k$  est égale à  $K_{équilibre}$  ce qui aurait un impact sur les pentes de la fonction  $k$  entre  $S_1$  et  $-S_{palier}$  ainsi qu'entre  $S_{palier}$  et  $S_2$ .



### 2.5.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à l'évolution proposée par RTE qui simplifie le dispositif car elle permet d'éviter la mise en œuvre d'un versement du trop-perçu (dans le cas où le coefficient  $k$  ex-post est inférieur à 0,05) ou la demande du complément (dans le cas où le coefficient  $k$  ex-post est supérieur à 0,05) aux RE à la suite de la modification des prix du règlement des écarts de l'année A qui a lieu au cours de l'année A+2. Cette évolution permet également de mieux anticiper les factures d'écart car les acteurs auront une vision *ex-ante* sur la valeur du coefficient  $k$ .

La CRE n'est pas favorable aux propositions présentées par les acteurs consultés. D'une part, la première proposition qui consiste à actualiser le coefficient  $k$  de manière annuelle n'est pas satisfaisante car l'amplitude de variation du coefficient  $k$  sera importante, particulièrement entre les mois de décembre et janvier. D'autre part, la seconde proposition de l'acteur pourrait également engendrer une importante variation de la valeur du coefficient  $k$ .

## 2.6 Passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes

### 2.6.1 Proposition de RTE et Enedis

Le pas de règlement des écarts (« *Imbalance Settlement Period* » ou ISP) correspond à la granularité à laquelle sont calculés et valorisés les écarts dans le cadre du dispositif de RE. Ce pas traduit ainsi la granularité à laquelle les RE sont incités à être équilibrés. En France, il est actuellement de 30 minutes.

Le règlement EB prévoit une harmonisation européenne à 15 minutes de ce pas, pour une mise en œuvre effective en décembre 2020 mais avec une possibilité de dérogation jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2025. La CRE a accordé une dérogation à RTE jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2025<sup>4</sup>.

Le changement de pas de règlement des écarts a des conséquences sur les différents mécanismes décrits dans les règles MA-RE : la programmation, le mécanisme d'ajustement et le dispositif de RE. RTE propose d'inscrire dans le projet de règles MA-RE v10 les impacts de ce changement de pas de règlement des écarts, afin d'apporter de la visibilité aux acteurs.

RTE souhaite insérer une date de bascule indiquant qu'à partir d'une date L, notifiée par RTE à l'avance, le pas de règlement des écarts de RE passera à 15 minutes.

Par ailleurs, Enedis propose que les profils statiques exploités après cette date L soient adaptés au nouveau pas de règlement des écarts par post-traitement, en dédoublant les valeurs demi-horaires des coefficients de pseudo-rayonnement, de température ainsi que des coefficients bruts.

### 2.6.2 Position des acteurs

Les acteurs consultés n'ont pas d'opposition aux évolutions proposées.

### 2.6.3 Analyse de la CRE

Le passage du pas de règlement des écarts de 30 à 15 minutes correspond à une transcription du règlement européen. La CRE est favorable à cette évolution qui permettra un meilleur maintien de la qualité de la fréquence du réseau ainsi qu'une meilleure liquidité des offres d'ajustement sur le réseau. Par ailleurs, la CRE est favorable aux dispositions applicatives de l'ISP 15 proposées par RTE et Enedis dans les règles.

Conformément à la délibération n°2018-229 du 15 novembre 2018<sup>5</sup> prise en application du règlement EB, la CRE rappelle que la date L ne doit pas intervenir après le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

<sup>4</sup> Délibération de la CRE du 14 novembre 2018 portant décision d'octroi d'une dérogation jusqu'au 1er janvier 2025 pour la mise en œuvre d'un pas de règlement des écarts à 15 minutes en France : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Octroi-d-une-derogation-pour-un-pas-de-reglement-des-ecarts-a-15-minutes-en-France>

<sup>5</sup> Délibération de la CRE du 14 novembre 2018 portant décision d'octroi d'une dérogation jusqu'au 1er janvier 2025 pour la mise en œuvre d'un pas de règlement des écarts à 15 minutes en France : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Octroi-d-une-derogation-pour-un-pas-de-reglement-des-ecarts-a-15-minutes-en-France>

## 2.7 Evolution des processus de reconstitution des flux à la suite du déploiement généralisé des compteurs communicants

### 2.7.1 Proposition d'Enedis et RTE

La reconstitution des flux a pour rôle d'allouer aux RE les injections et soutirages sur leur périmètre afin d'en déduire les déséquilibres au pas de règlement des écarts. Elle reposait historiquement sur les relevés de compteurs, effectués tous les six mois, dont l'énergie mesurée était ensuite répartie au pas demi-heure à l'aide de profils nationaux, corrigés d'une énergie « de calage » déduite de la différence mesurée entre injections et soutirages au périmètre du GRD. Ces modalités ont progressivement évolué en tirant partie de la meilleure fréquence de mesure offerte par le déploiement des compteurs communicants.

En ce sens, Enedis propose d'allouer aux RE les énergies journalières mesurées sur leur périmètre de clients, exploitant ainsi les données quotidiennes transmises par les compteurs Linky des clients BT≤36 kVA, à compter du 1er juillet 2023 pour Enedis, et à une date ultérieure pour les autres GRD. Afin de permettre aux GRD d'intégrer cette évolution à terme, il est proposé de prolonger le dispositif dérogatoire simplifié dit "RE bouclant" de deux ans après la date, propre à chaque GRD, de fin de déploiement des compteurs communicants.

Enedis propose également que les pertes journalières du GRD allouant les énergies journalières mesurées, c'est à dire hors dispositif simplifié, soient déterminées par différence entre l'injection et le soutirage au périmètre de son réseau. La répartition de ces pertes à la maille infra-journalière serait obtenue à l'aide d'un modèle.

Enfin, Enedis et RTE proposent de fusionner les processus de calcul des écarts et de réconciliation temporelle afin que la reconstitution des flux soit déterminée par le biais d'un processus simplifié unique, appelé processus unique écarts, facturé mensuellement et soldé en M+12 à compter d'une date de bascule 0. Cette date surviendra au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

### 2.7.2 Position des acteurs

Dix acteurs se sont exprimés en réponse à ces propositions.

Huit d'entre eux ont exprimé une position favorable ou neutre, et deux ont exprimé leur opposition, notamment s'agissant de l'allocation des énergies quotidiennes au périmètre de chaque RE. En effet, ces deux acteurs estiment que cette évolution ferait peser trop d'incertitudes sur les RE pour des gains insuffisamment quantifiés. Ils pointent par ailleurs l'asymétrie qui existerait entre la reconstitution des flux d'Enedis et des autres GRD, qui n'exploiteraient les relevés quotidiennes que plus tard. Une proposition alternative a été formulée, privilégiant l'exploitation des relevés quotidiennes pour fiabiliser les profils dynamiques.

### 2.7.3 Analyse de la CRE

La CRE estime que le déploiement des compteurs communicants offre l'opportunité d'améliorer substantiellement la reconstitution des flux.

En ce sens, et afin de tirer profit du déploiement partiel des compteurs communicants, la CRE avait approuvé dans ses délibérations n°2018-099<sup>6</sup> et n°2020-084<sup>7</sup> le remplacement progressif des profils statiques par des profils dynamiques, basés sur les consommations ou production mesurées d'un panel de clients représentatifs équipés de compteurs communicants.

La CRE a également approuvé dans sa délibération n°2019-217<sup>8</sup> le traitement en courbe de charge des sites BT>36 kVA et HTA, en deux vagues successives :

- le 31 décembre 2020 pour les sites avec une puissance >110 kVA (kW pour les HTA) ;
- le 31 décembre 2022 pour tous les autres sites en BT>36 kVA et HTA.

<sup>6</sup> Délibération de la CRE du 3 mai 2018 portant approbation du chapitre F de la section 2 des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/profilage-dynamique>.

<sup>7</sup> 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>.

<sup>8</sup> Délibération de la CRE du 26 septembre 2019 portant approbation du chapitre F de la section 2 des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (généralisation du traitement en courbe de charge pour les points raccordés aux domaines de tension HTA et BT > 36 kVA) : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/regles-relatives-a-la-programmation-au-mecanisme-d-ajustement-et-au-dispositif-de-responsable-d-equilibre2>.

Ces évolutions ont été de premières étapes permettant de fiabiliser les volumes attribués aux RE avant que le déploiement des compteurs ne soit finalisé sur le territoire d'Enedis. Elles ont vocation à responsabiliser les RE en réduisant l'écart entre les soutirages et injections réels de leur portefeuille et les volumes qui leur sont alloués à l'issue de la reconstitution des flux.

La CRE estime que les propositions d'Enedis et RTE s'inscrivent dans la continuité de ces évolutions, notamment au regard de la fin du déploiement des compteurs communicants. En particulier, l'allocation des énergies quotidiennes des clients BT≤36 kVA permettra d'attribuer précisément à chaque RE le volume de consommation de son portefeuille jour après jour. Cette précision permettra aux RE prenant des actions de maîtrise de la demande et développant des outils permettant d'inciter les clients de leur portefeuille à réduire leur consommation lors de journées de tension du système d'en retirer directement le bénéfice.

Cette évolution permettra, par ailleurs, de simplifier et raccourcir le processus actuel de reconstitution des flux, limitant ainsi les provisions pour risque et avances de trésorerie pour les acteurs. Elle permettra également d'attribuer de façon plus précise et plus rapide le volume de pertes au périmètre de chaque GRD.

La proposition alternative formulée lors de la consultation consiste à exploiter les données quotidiennes pour fiabiliser les seuls profils dynamiques nationaux. La CRE estime qu'une telle méthode ne permettrait qu'une amélioration marginale des performances du système actuel tout en induisant une augmentation importante de la volumétrie des données à traiter par les GRD et la complexité associée au traitement de ces données. La CRE n'est donc pas favorable à sa mise en œuvre.

La CRE insiste auprès d'Enedis pour qu'elle fournisse aux acteurs, dans les meilleurs délais, toutes les données requises afin d'anticiper ces évolutions structurelles. La CRE salue l'initiative d'Enedis sur le sujet, en particulier s'agissant des réflexions entreprises en concertation sur la mise en place d'une plateforme à disposition des RE, mais craint que ces travaux ne puissent aboutir suffisamment rapidement pour permettre à chaque RE de se préparer à l'échéance du 1<sup>er</sup> juillet 2023. Ainsi, la CRE demande à Enedis de mener les travaux en concertation afin de décider avec les acteurs des clés d'agrégation des données de relèves quotidiennes pertinentes et pouvant être mises à disposition des RE à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2023. Par ailleurs, la CRE demande à Enedis de transmettre comme elle s'y est engagée aux RE qui lui en font la demande des rejeux de calcul de reconstitution des flux à leur périmètre simulant depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2018 les dispositions applicables après le 1<sup>er</sup> juillet 2023. La CRE demande également à Enedis de transmettre aux RE qui lui en font la demande des agrégats de facteurs d'usage au pas jour par sous-profil à leur périmètre. Enedis transmettra ces données à son périmètre, trimestriellement à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2022 puis mensuellement du 1<sup>er</sup> avril 2023 au 1<sup>er</sup> juillet 2023.

Enfin, s'agissant de la fusion des processus de calcul des écarts et de réconciliation temporelle, la CRE est favorable aux évolutions proposées. La CRE rappelle néanmoins que bien que la date de bascule O soit susceptible d'être ajustée afin de faciliter la transition pour les acteurs, par exemple en la faisant concorder avec la date L de passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes, la prolongation du RE bouclant telle que convenue en concertation doit permettre une fusion de ces processus au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

### 2.7.4 Révision de la proposition d'Enedis et RTE par la CRE

Afin de clarifier le calendrier d'utilisation des relèves quotidiennes, la CRE révisé la proposition d'Enedis et RTE, s'agissant de la section F.3.1.6.5 des règles MA-RE, comme suit : « Cette date est fixée au 1<sup>er</sup> juillet 2023 pour le GRD Enedis ».

## 2.8 Evolution des méthodes du contrôle du réalisé des effacements par historique et par prévision

### 2.8.1 Contexte et proposition de RTE

Les méthodes du contrôle du réalisé des effacements par historique et par prévision (ci-après, « méthode par historique et par prévision ») permettent de contrôler les effacements de sites dont la courbe de soutirage évolue naturellement dans le temps mais qui est soit périodique, soit prévisible, avec un bon niveau de fiabilité. Ces sites ne peuvent pas réaliser d'effacements de consommation avec la méthode du contrôle du réalisé dite « du rectangle simple », puisque les évolutions naturelles de consommation risquent de fortement impacter la mesure de l'effacement avec cette méthode.

Les méthodes par historique et par prévision sont disponibles pour le MA mais sont, dans la pratique, peu utilisées du fait de la difficulté de respecter les exigences de l'homologation initiale et du maintien de l'homologation. Pour favoriser l'utilisation de ces méthodes, RTE propose d'harmoniser une partie des modalités de ces méthodes entre le MA et les règles de valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie (ci-après, « règles NEBEF »). RTE propose ainsi de supprimer le contrôle *ex ante* pour l'homologation initiale afin de raccourcir le temps d'obtention de l'homologation et de simplifier la procédure d'homologation. Le respect des exigences de qualité de la courbe de référence (qu'il s'agisse de l'historique de consommation ou d'une prévision), sera toujours contrôlé *ex post*, mensuellement. RTE propose cependant de conserver le niveau d'exigences inchangé, sauf pour le critère de dépassement extrême, utilisé uniquement pour la méthode par prévision, que RTE propose de supprimer.

RTE propose également d'harmoniser certaines règles de suivi de ces méthodes avec les règles qui s'appliquent ou qui ont été concertées dans le cadre des évolutions des règles NEBEF afin de simplifier leurs applications et de prendre en compte la suppression de l'homologation initiale.

### 2.8.2 Position des acteurs

Trois acteurs se sont exprimés sur ce sujet. Ils ont demandé une harmonisation plus poussée avec les règles NEBEF qui ont été concertées. Ils demandent notamment l'utilisation de la capacité maximum comme référence pour normaliser les calculs d'erreurs de la courbe de prévision à la place de la capacité minimale, qui peut être artificiellement augmentée et l'harmonisation du pas de temps de calcul à 30 minutes contre 10 minutes actuellement. Deux d'entre eux précisent que, bien que les évolutions de RTE aillent dans le bon sens, les exigences de qualité de la courbe de référence, que RTE ne propose pas de faire évoluer, sont trop restrictifs et ne permettent pas d'utiliser ces méthodes. Ces acteurs demandent une révision du critère d'erreur absolu, actuellement fixé à 10%, et du critère de centrage, pour la méthode par prévision, qui est actuellement fixé à 3%.

### 2.8.3 Analyse de la CRE

La CRE estime que l'utilisation des méthodes par historique et par prévision est souhaitable sur le MA car ces méthodes permettent d'augmenter le gisement de sites de soutirage pouvant participer au MA, et ainsi d'augmenter les marges d'exploitation de RTE et de décarboner le mécanisme d'ajustement. La CRE est ainsi favorable aux évolutions proposées par RTE qui facilitent l'utilisation de ces méthodes sur le MA, rapprochent les modalités applicables sur le MA et sur NEBEF, et apportent quelques souplesses pour l'utilisation de ces méthodes.

Cependant, la CRE juge que la proposition de RTE est insuffisante pour permettre l'utilisation de ces méthodes sur le MA. En effet, le point bloquant reste le niveau d'exigence demandé pour la qualité des prévisions ou de l'historique, trop élevé, qui ne permet pas l'utilisation de ces méthodes sur le MA sauf pour un faible nombre de sites dont les consommations sont soit très prévisibles avec peu d'aléas, soit périodiquement très reproductibles.

Lors de l'instruction des règles MA-RE v10, la CRE a consulté les acteurs concernés et RTE afin de définir un niveau d'exigence qui permettrait une meilleure participation des effacements avec les méthodes par historique et par prévision, tout en conservant des exigences plus importantes que pour les règles NEBEF du fait des contraintes opérationnelles différentes.

### 2.8.4 Révision de la proposition de RTE par la CRE

Après consultation de RTE, la CRE révisé ainsi la proposition de RTE s'agissant des articles 4.5.2.2.3 et 4.5.2.2.4 des règles MA-RE (voir les règles annexées à la présente délibération, avec l'ensemble des modifications). Cette révision porte sur les éléments suivants :

- le seuil pour le critère d'erreur absolu à « 15% » et le seuil pour le critère de centrage, applicable pour la méthode par prévision, à « 7% ».

La CRE estime que ces valeurs restent compatibles avec les exigences opérationnelles de RTE en matière de gestion de l'équilibrage, tout en augmentant le gisement d'effacement pouvant participer au MA. Le critère d'erreur absolu, fixé à 15%, correspond ainsi à l'erreur admissible pour toute activation sur le MA.

- La normalisation, dans les calculs des critères d'erreur absolue et de centrage, en remplaçant la « *capacité minimale d'effacement* » par la « *capacité maximale d'effacement* ».

Ces amendements de la CRE ne remettent pas en cause le besoin d'une concertation plus large sur la participation des effacements au MA. La CRE invite donc RTE à mener une concertation sur ce sujet afin de faire évoluer les règles applicables aux effacements sur le MA dans le but de faciliter la participation des effacements dont les conditions techniques sont compatibles avec les besoins de RTE et des plateformes européennes d'équilibrage. La CRE rappelle par ailleurs que le MA a pour objectif d'offrir un gisement de flexibilités pour que RTE équilibre le système électrique français proche du temps réel, dans la fenêtre opérationnelle. La CRE invite donc les opérateurs d'effacement dont les sites ont un DMO + DMin supérieur à deux heures, à les offrir en priorité sur les marchés de gros au travers du mécanisme NEBEF.

### **3. EVOLUTIONS INTRODUITES PAR LA DELIBERATION N° 2022-25 DU 20 JANVIER 2022**

Dans la délibération n° 2022-25 du 20 janvier 2022<sup>9</sup>, la CRE a introduit des évolutions permettant de mieux encadrer le cas où un responsable d'équilibre est défaillant. Un RE est considéré comme défaillant lorsque son encours tel que défini dans l'article C.4.1 de la section 2 des règles MA-RE en vigueur dépasse son encours autorisé. L'encours autorisé correspond à la garantie financière de l'acteur, soit la somme de la garantie bancaire et d'éventuels dépôts de liquidité.

Dans la même délibération, la CRE a demandé à RTE de la saisir formellement avant le 1er juin 2022 d'évolutions visant à renforcer la sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre, après avoir mené une consultation des acteurs. RTE a débuté la concertation des acteurs sur le sujet, en amont de la consultation.

Dans cette attente, les évolutions introduites par la CRE dans les règles MA-RE v9.3 sont intégrées dans les articles C.4., C.21.1.2. ainsi que dans l'annexe C11. de la section 2 des règles MA-RE v10 en annexe de la présente délibération.

<sup>9</sup> Délibération de la CRE du 20 janvier 2022 portant décision relative aux règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/regles-relatives-a-la-programmation-au-mecanisme-d-ajustement-et-au-dispositif-de-responsable-d-equilibre>

**DECISION DE LA CRE**

Par courrier reçu le 4 janvier 2022, 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.

La proposition de RTE introduit des modifications visant notamment à :

- permettre aux acteurs d'ajustement participant à la plateforme d'échange d'énergie de réserve complémentaire TERRE de dégrader leur engagement en services système à hauteur de leur surbouclage en réserves primaire et secondaire,
- assouplir et ouvrir le cadre dérogatoire des petites entités d'ajustement,
- faire évoluer le processus d'équilibrage avec la plateforme TERRE,
- permettre la prise en compte des flexibilités distribuées activées pour résoudre une contrainte sur le réseau,
- introduire un changement de méthode de pilotage du solde du compte ajustements-écarts,
- adapter les différents mécanismes décrits dans les règles MA-RE au passage au pas de règlement des écarts à 15 minutes,
- permettre l'évolution des processus de reconstitution des flux à la suite du déploiement généralisé des compteurs communicants,
- faire évoluer les méthodes du contrôle du réalisé des effacements par historique et par prévision.

En application de l'article 5 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017, la CRE peut amender la proposition de RTE avant de l'approuver. La CRE, après consultation auprès de RTE, amende ainsi :

- les articles 4.5.1.2, 4.5.2.2.2, 4.6.2, 4.6.4 et 4.6.5.1 concernant la prise en compte des flexibilités distribuées activées pour résoudre une contrainte sur le réseau afin de favoriser la participation multi-mécanisme des flexibilités distribuées et de limiter les contre-ajustements de RTE pour la gestion de l'équilibrage ;
- l'article F.3.1.6.5 introduisant les dates auxquelles les GRD attribuent les relèves quotidiennes au périmètre des RE afin de préciser que cette date est fixée au 1<sup>er</sup> juillet 2023 pour Enedis ;
- les articles 4.5.2.2.3 et 4.5.2.2.4 décrivant les modalités des méthodes du contrôle du réalisé par prévision et par historique afin de favoriser l'utilisation de ces méthodes sur le mécanisme d'ajustement.

Par ailleurs, les évolutions introduites par la CRE dans la délibération de la CRE n° 2022-25 du 20 janvier 2022 portant décision relative aux règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre sont également intégrées dans les articles C.4., C.21.1.2. ainsi que dans l'annexe C11 de la section 2 des règles MA-RE v10.

Ces évolutions apportées par la CRE sont intégrées dans les règles annexées à la présente délibération.

En application des articles L. 321-10 et L. 321-14 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 telles que précisées par la CRE.

Enfin, la CRE demande à RTE de réaliser, pour mi 2023, un retour d'expérience sur l'activation d'offres sur le mécanisme d'ajustement pour équilibrer le système électrique avant le résultat de TERRE. Ce retour d'expérience viendra enrichir l'analyse pour définir les échéances des prochaines étapes vers le modèle cible d'équilibrage défini dans le règlement (UE) 2017/2195.

Les règles entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2022. Elles sont publiées sur le site de RTE.

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 10 mars 2022**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**Le Président,**

**Jean-François CARENCO**

## **ANNEXE**

Le rapport de consultation, le retour des acteurs et les règles MA-RE telles qu'approuvées dans la présente délibération y sont annexés.