



## DELIBERATION N° 2017-155

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français

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

Dans un contexte marqué à la fois par des besoins accrus de flexibilité du système électrique afin d'intégrer les énergies intermittentes et par des évolutions du cadre réglementaire européen relatif à l'équilibrage, la CRE a demandé dès 2015 à RTE d'établir un programme de travail pluriannuel définissant le modèle d'équilibrage cible à mettre en œuvre en France, ainsi que le séquençage des évolutions envisagées afin de le décliner.

Le « livre vert de l'équilibrage du système électrique français » (ci-après « livre vert »), publié par RTE en juillet 2016, présente dans sa première partie de façon pédagogique et détaillée le modèle français d'équilibrage du système électrique, qui repose sur les principes fondamentaux suivants :

- une gestion de l'équilibrage centralisée, proactive et intégrée, permettant à RTE, d'une part, d'avoir recours à un volume de réserves limité, et d'autre part, de gérer simultanément l'équilibrage et les congestions locales grâce au même vivier d'offres ;
- une participation au mécanisme d'ajustement la plus large possible : obligation de fournir la puissance disponible *via* des offres « *implicites* » pour les groupes de production raccordés au réseau public de transport (ci-après « *RPT* »), dépôt d'offres « *libres* »<sup>1</sup>, agrégateurs valorisant les flexibilités des sites de soutirage, etc. ;
- un recours approprié aux offres d'ajustement en fonction de leurs coûts mais également de leurs caractéristiques techniques, selon une préséance dite « *technico-économique* ».

La CRE accueille très favorablement cette initiative de RTE qui permet de structurer les échanges avec les parties prenantes autour d'une vision d'ensemble du modèle français de l'équilibrage. Cet exercice est utile au moment où des évolutions importantes du fonctionnement des marchés électriques européens sont proposées par la Commission européenne.

Dans la troisième partie de son livre vert, RTE a proposé une feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, dont l'objectif est de répondre aux enjeux issus de la transition énergétique et l'intégration européenne de manière proportionnée, sans remettre en cause les fondements du modèle d'équilibrage français. La CRE a mené une consultation publique auprès des acteurs de marché entre le 16 décembre 2016 et le 20 janvier 2017 sur la proposition de RTE ainsi que sur son analyse préliminaire<sup>2</sup>.

La CRE partage, dans une large mesure, le diagnostic et les propositions de RTE sur la pertinence des principaux éléments du modèle d'équilibrage français.

Le modèle français de l'équilibrage est toutefois amené à évoluer ces prochaines années, afin de :

- renforcer l'intégration des marchés européens, ainsi qu'il est prévu par le règlement européen relatif à l'équilibrage, en mettant en œuvre de manière prioritaire les échanges d'énergie d'équilibrage entre les différents pays européens ;

<sup>1</sup> Offres qui ne sont pas issues d'une contractualisation en amont du temps réel.

<sup>2</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/feuille-de-route-de-l-equilibrage-du-systeme-electrique-francais>

- accompagner la transition énergétique qui entraîne des besoins accrus de flexibilité du système électrique français et européen afin d'intégrer les énergies intermittentes ; en particulier, devront être traitées les questions relatives aux incitations auprès des différentes parties prenantes de l'équilibrage, à la participation des nouvelles flexibilités, et à la coordination entre le gestionnaire du réseau de transport (ci-après « GRT ») et les gestionnaires de réseaux de distribution (ci-après « GRD ») ;
- améliorer la transparence des mécanismes d'équilibrage pour renvoyer aux acteurs des signaux appropriés.

### Le modèle d'équilibrage français

Le développement des échanges et l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage nécessiteront de réconcilier des processus d'équilibrage nationaux structurellement différents (appel des moyens de production géré par le GRT dans les systèmes dits « *Central Dispatch* » ou par les responsables de programmation dans les systèmes dit « *Self Dispatch* » ; modèles d'équilibrage « *proactifs* » où les GRT anticipent les déséquilibres ou « *réactifs* » dans lesquels les GRT réagissent uniquement à ces déséquilibres), qui reflètent souvent des fondamentaux différents entre pays : mix énergétique, taille du réseau et congestions possibles, niveau de concurrence, etc. La CRE considère, comme RTE, qu'il n'est pas nécessaire, pour intégrer les marchés, d'uniformiser ces mécanismes qui sont adaptés aux besoins de chacun des GRT qui les utilise.

Cette position est cohérente avec le règlement européen relatif à l'équilibrage. En l'état, ce dernier prévoit que le vecteur d'intégration des mécanismes d'équilibrage réside dans une standardisation des produits d'énergie d'équilibrage, qui seront partagés au sein de plateformes européennes d'échanges et activés suivant la préférence économique. La CRE estime que ce règlement constitue un compromis satisfaisant afin de permettre l'émergence d'un marché liquide, et donc la réussite de l'intégration européenne, tout en maintenant les spécificités locales ou nationales qui permettent à chaque GRT d'équilibrer le système électrique en veillant à la sécurité du réseau.

Dans le cas français, la CRE partage le constat de RTE sur la cohérence d'ensemble du modèle français et sur ses principaux avantages. Ce modèle a permis jusqu'à présent de limiter les coûts de l'équilibrage pour le système électrique français. Ses évolutions récentes ont permis un large développement de la concurrence sur les différents segments des marchés d'équilibrage, et notamment la participation des sites de consommation. La CRE considère que le modèle d'équilibrage centralisé, proactif et intégré mis en œuvre en France est ainsi de nature à assurer l'activation optimale des flexibilités en fonction de leurs caractéristiques technico-économiques et de l'état du réseau, et donc une allocation optimale des ressources à court terme.

La CRE note que le maintien de ce modèle d'équilibrage repose sur la définition d'une fenêtre d'action exclusive pour le GRT, dite « *fenêtre opérationnelle* », d'une durée suffisante. Durant cette période, les acteurs de marché ne peuvent plus prendre d'actions qui ont un impact physique sur le réseau. Ils souhaitent donc que cette période soit la plus courte possible, afin de pouvoir équilibrer leur portefeuille au plus proche du temps réel.

La définition de cette « *fenêtre opérationnelle* » constitue donc un arbitrage entre la flexibilité donnée aux acteurs de marché et le temps laissé au GRT pour équilibrer le système, et donc le modèle d'équilibrage au niveau national. Elle est la résultante du délai de neutralisation et de la fréquence des guichets infra journaliers transfrontaliers et des guichets de programmation.

La CRE considère que le maintien d'un délai de neutralisation d'une heure est structurant pour assurer la pérennité du modèle d'équilibrage français, et que la réduction de ce délai ne peut pas être un levier pour réduire la fenêtre opérationnelle. Néanmoins, une réduction de cette dernière sera à terme possible, grâce à l'augmentation du nombre de guichets infra journaliers transfrontaliers et du nombre de guichets de programmation. Une telle augmentation de la fréquence de ces guichets ne peut cependant pas être conduite de manière simultanée avec la mise en œuvre du projet d'échanges d'énergie de réserve tertiaire mobilisable en moins de 30 minutes (projet dit « *TERRE* » pour « *Trans European Replacement Reserves Exchanges* »). Un arbitrage entre ces deux objectifs est donc nécessaire (cf. partie suivante).

La CRE considère que la gestion simultanée de l'équilibrage et des congestions locales grâce à un unique vivier d'offres constitue une caractéristique intrinsèque du modèle actuel, et un gage de performance économique sur la durée.

Elle note enfin que la gestion des marges au fil de l'eau constitutive du « *modèle marges* » permet de maintenir à un bas niveau le volume de réserve contractualisé, et ainsi de réduire le coût supporté à ce titre par le consommateur français.

## L'intégration européenne des marchés d'équilibrage

### *Les principes : des plateformes d'échanges d'énergie d'équilibrage*

Les échanges d'énergie d'équilibrage sont le socle du règlement européen relatif à l'équilibrage ; ils permettront de capter l'essentiel des gains liés à l'intégration des marchés de l'équilibrage. A titre d'exemple, l'analyse coûts-bénéfices sur le projet TERRE fait apparaître des gains estimés de l'ordre de 110 M€ par an pour des échanges entre sept pays sur ce seul type de réserve<sup>3</sup>.

De même, la compensation des déséquilibres entre GRT (projet dit « iGCC » pour « *international Grid Control Cooperation* »), auquel RTE participe depuis février 2016 et qui rassemble huit GRT, génère au niveau du périmètre français des bénéfices estimés de l'ordre de 10 M€ par an.

La CRE soutient les efforts mis en œuvre par RTE afin de définir l'architecture de marché de ces plateformes.

RTE a joué un rôle moteur dans le développement du projet TERRE et la CRE considère qu'il est essentiel de privilégier la mise en place de cette plateforme, qui représente le premier projet régional d'échanges d'énergie d'équilibrage suivant les principes préconisés par le règlement européen relatif à l'équilibrage. Par ailleurs, cette plateforme permettra de pérenniser le fonctionnement du modèle proactif français, en donnant au système électrique français accès à un gisement de produits standards issus de la réserve complémentaire à l'échelle de l'ensemble des pays frontaliers utilisant cette réserve.

C'est pourquoi la CRE privilégie la mise en œuvre du projet TERRE à horizon 2019, avant de réaliser dans un deuxième temps une augmentation de la fréquence du processus de sélection des offres TERRE, qui permettra ainsi une augmentation de la fréquence des guichets infra journaliers transfrontaliers et des guichets de programmation. Cette évolution contribuera à terme à réduire la fenêtre opérationnelle et à donner plus de flexibilité aux acteurs pour équilibrer leur portefeuille.

Les efforts de RTE pour la mise en œuvre des plateformes d'échanges d'énergie d'équilibrage pour l'ensemble des réserves devront être poursuivis. En particulier, la mise en œuvre d'une sélection des offres de réserve secondaire intégrant la préséance économique devra faire l'objet de travaux prioritaires. Toutefois, dans le cas où une initiative régionale de sélection des offres d'énergie de réserve secondaire selon la préséance économique ne pourrait être lancée avant la fin 2017, la CRE est favorable à ce qu'une évolution du mode de sélection des offres selon la préséance économique soit envisagée à l'échelle française uniquement, et soit instruite par RTE dès le 1<sup>er</sup> semestre 2018.

### *Produits standards et produits spécifiques*

La CRE estime que les produits standards partagés au niveau des plateformes européennes devront être utilisés par RTE de manière privilégiée pour l'équilibrage du système, afin de tirer tous les bénéfices de l'intégration européenne.

En outre, RTE pourra continuer d'avoir recours aux produits spécifiques nationaux pour la gestion des flux sur le réseau, la reconstitution des marges à échéance et la résorption des déséquilibres (uniquement lorsque ces derniers ne peuvent être couverts par des produits standards) afin de garantir la sûreté du système électrique.

## Les incitations des responsables d'équilibre

Les responsables d'équilibre (ci-après « RE ») ont un rôle important à jouer pour maîtriser les coûts d'équilibrage du système électrique, en particulier dans un contexte d'augmentation des besoins de flexibilité du système électrique dans son ensemble. La CRE estime qu'un renforcement des incitations à équilibrer leur périmètre, une précision accrue de la mesure de leurs déséquilibres ainsi qu'une information plus complète sur la consommation de leur périmètre peuvent contribuer à réduire globalement les coûts d'équilibrage. En effet, les signaux économiques qui en résultent doivent permettre la mobilisation ou le développement de flexibilités là où elles sont les plus utiles pour le système électrique.

Le renforcement des incitations des RE à équilibrer leur périmètre s'articulera dans les prochaines années autour de plusieurs évolutions concernant :

- la réduction de la durée du pas de règlement des écarts des RE de 30 minutes actuellement à 15 minutes, selon un calendrier à déterminer : cette évolution pourrait intervenir dès 2021, et au plus tard en 2025 ; afin de déterminer la date pertinente de mise en œuvre de cette évolution, la CRE mènera une étude au 2<sup>ème</sup> semestre 2017 ;

<sup>3</sup> Ces bénéfices sont largement supérieurs aux coûts de développement pour les GRT estimés à 25 M€ (les coûts d'adaptation pour les acteurs d'ajustement n'ont pas été quantifiés à ce stade).

- le prix de règlement des écarts : plusieurs leviers peuvent être envisagés afin de le rendre plus incitatif (prix symétrique par suppression du facteur « *k* », prix fondé sur un prix marginal des réserves au lieu d'un prix pondéré, prise en compte du coût des mesures d'équilibrage exceptionnelles telles l'interruptibilité, la baisse de tension, ou le délestage en cas de situation offre – demande tendue).

Le déploiement des compteurs évolués va par ailleurs permettre d'améliorer significativement la connaissance des consommations aujourd'hui estimées à partir de profils, qui constituent plus de la moitié de la consommation nationale. A cet égard, la CRE formule un ensemble de recommandations visant à améliorer (i) la précision du système de profilage et éventuellement la manière dont les consommations sont affectées aux RE, (ii) la précision des flux financiers associés et (iii) le délai sous lequel ce processus est mené. Ces évolutions concernent principalement :

- la généralisation de l'utilisation des courbes de charge pour les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA et en HTA, la mise en œuvre du profilage « *dynamique* », et l'étude de la possibilité de proposer aux RE la reconstitution des consommations de leurs clients sur la base de profils dynamiques établis à partir d'un panel de leurs propres clients, au lieu d'un panel national ;
- le règlement des énergies rectifiées lors du processus de « *réconciliation temporelle* » au prix de règlement des écarts, et non pas au prix spot ;
- la mise à disposition plus rapide d'informations à destination des RE concernant l'équilibre de leur périmètre.

### La participation des énergies renouvelables, des effacements et des moyens de stockage

Dans son livre vert, RTE émet des propositions visant à élargir la participation au mécanisme d'ajustement des énergies renouvelables, des effacements et des autres flexibilités comme le stockage.

A ce titre, la CRE est favorable au modèle de constitution des supports d'offres par agrégation proposé par RTE et considère qu'il permettra de répondre aux enjeux d'intégration européenne et d'insertion croissante de moyens de production non conventionnels. La CRE considère que la mise en œuvre de ce modèle devra permettre un élargissement de la participation aux marchés d'ajustement. En outre, elle ne devra pas restreindre la possibilité pour un site d'être exploité par plusieurs opérateurs pour la fourniture de services distincts si la concertation demandée permet d'identifier des solutions techniques et économiques satisfaisantes.

Les modalités de contractualisation des capacités d'équilibrage constituent également un vecteur permettant de favoriser la participation des nouvelles flexibilités à l'équilibrage du système électrique. La CRE considère qu'il convient de favoriser la contractualisation de capacités selon des modalités compatibles avec les produits standards européens définis pour chaque type de réserve. Par ailleurs, la CRE estime que RTE doit poursuivre ses efforts pour le développement et l'ouverture des mécanismes de constitution des réserves, en particulier pour la réserve secondaire.

La CRE considère que la participation des énergies renouvelables au mécanisme d'ajustement apporte des bénéfices au système électrique, notamment par la valorisation de leur flexibilité à la baisse pour l'équilibrage ou pour la gestion des flux sur le réseau. Cette participation pose la question de l'interaction avec les dispositifs de soutien des énergies renouvelables, qui pourrait faire l'objet de travaux dans les prochaines années.

Enfin, la participation des nouvelles flexibilités raccordées au réseau public de distribution (ci-après « *RPD* ») à l'équilibrage du système électrique nécessitera une coordination accrue entre les gestionnaires de réseaux.

### La transparence des mécanismes d'équilibrage

La CRE considère qu'une transparence accrue du mécanisme d'ajustement est à même de renvoyer des signaux économiques de plus long terme visant à encourager le développement de flexibilités là où elles sont nécessaires, et à favoriser leur disponibilité et leur mobilisation lorsqu'elles sont les plus utiles pour le système électrique.

La CRE demande donc à RTE d'améliorer la transparence du fonctionnement des mécanismes d'équilibrage, notamment par la publication de données détaillées sur les offres déposées, concernant à la fois les produits standards et les produits spécifiques, conformément au règlement européen relatif à l'équilibrage, mais aussi par la publication d'informations spécifiques au modèle d'équilibrage français, telles que les offres filtrées dans la préséance économique et le motif associé (reconstitution des marges de puissance, gestion des flux sur le réseau,...).

### Les prochaines étapes

La présente délibération fait apparaître des besoins d'études complémentaires qui devront être menées par RTE et la CRE de 2017 à 2019. Ces études permettront d'éclairer le choix des modalités de mise en œuvre des évolutions présentées. Elles permettront également de nourrir la réflexion sur les évolutions futures des mécanismes d'équilibrage, en concertation avec l'ensemble des parties prenantes. La CRE invite les acteurs de marché à prendre activement part à la définition des hypothèses et des choix de modélisation qui seront utilisés pour l'ensemble de ces études.

La CRE invite également les acteurs de marché à participer activement aux prochaines concertations sur les évolutions des règles relatives aux services système et au mécanisme d'ajustement, qui permettront de mettre en œuvre les orientations de la CRE sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français. Ces évolutions seront instruites dès le 2<sup>ème</sup> semestre 2017 (règles MA-RE v8.3 et v9, qui entreront en vigueur respectivement le 1<sup>er</sup> janvier et le 1<sup>er</sup> juillet 2018).

L'ensemble de ces évolutions au cours des prochaines années permettront ainsi au système français de participer activement à l'intégration européenne des marchés d'équilibrage et à la mise en œuvre du règlement européen relatif à l'équilibrage, qui représentent des objectifs prioritaires.

Enfin, la CRE avait souligné, dans sa consultation publique, ses réserves sur certaines dispositions relatives à l'équilibrage présentées par la Commission européenne dans sa proposition récemment publiée (« *Une énergie propre pour tous les Européens* » du 30 novembre 2016, mise à jour le 27 février 2017). La consultation publique n'a pas remis en cause son analyse préliminaire. Les observations de la CRE sur les propositions de la Commission européenne relatives à la contractualisation des réserves d'équilibrage et à la valorisation des effacements sont en particulier présentées dans les fiches publiées par la CRE le 21 juin 2017. En particulier, la CRE accueille favorablement l'objectif de permettre aux opérateurs d'effacement d'agir sur des flexibilités indépendamment de tout accord avec les fournisseurs des sites concernés. La CRE a cependant des réserves sur certaines modalités, et ne partage pas l'approche consistant à ne permettre que de manière exceptionnelle le versement de l'opérateur d'effacement vers le fournisseur du site effacé<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Au titre du maintien, pour la responsable d'équilibre de ce fournisseur, de la responsabilité de l'approvisionnement du bloc d'énergie transféré à l'opérateur d'effacement.

# SOMMAIRE

<b>1. INTRODUCTION.....</b>	<b>8</b>
1.1 OBJECTIFS DE LA FEUILLE DE ROUTE DE L'EQUILIBRAGE DU SYSTEME ELECTRIQUE .....	8
1.2 CADRE JURIDIQUE.....	9
1.2.1 La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte .....	9
1.2.2 Le règlement européen relatif à l'équilibrage (« <i>Guidelines on Electricity Balancing</i> »).....	9
1.2.2.1 Principaux concepts du règlement européen relatif à l'équilibrage.....	10
1.2.2.2 Les projets volontaires de mise en œuvre anticipée du règlement européen relatif à l'équilibrage	11
1.2.3 La proposition de la Commission européenne : « <i>Une énergie propre pour tous les Européens</i> ».....	12
1.2.3.1 Constitution des réserves d'équilibrage .....	12
1.2.3.2 Effacements de consommation.....	12
<b>2. FEUILLE DE ROUTE PROPOSEE PAR RTE ET ORIENTATIONS DE LA CRE .....</b>	<b>13</b>
2.1 ARTICULATION DES MARCHES DE COURT TERME .....	13
2.1.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE .....	13
2.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	13
2.1.3 Orientations de la CRE.....	14
2.2 MODELE DE GESTION DES MARGES ET DIMENSIONNEMENT DES RESERVES.....	17
2.2.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE .....	17
2.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	18
2.2.3 Orientations de la CRE.....	18
2.3 COORDINATION ENTRE EQUILIBRAGE ET GESTION DES FLUX SUR LE RESEAU .....	21
2.3.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE .....	21
2.3.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	21
2.3.3 Orientations de la CRE.....	22
2.4 ROLE, INCITATIONS ET LEVIERS DES RESPONSABLES D'EQUILIBRE .....	24
2.4.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE .....	24
2.4.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	24
2.4.3 Orientations de la CRE.....	25
2.5 CARACTERISTIQUES DES PRODUITS STANDARDS .....	28
2.5.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE .....	28
2.5.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	29
2.5.3 Orientations de la CRE.....	29
2.6 REMUNERATION ET CONTROLE DES OFFRES D'AJUSTEMENT .....	33
2.6.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE .....	33
2.6.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	33
2.6.3 Orientations de la CRE.....	34
2.7 PRINCIPES DE CONTRACTUALISATION DES RESERVES ENTRE GRT .....	36
2.7.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE .....	36
2.7.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	37
2.7.3 Orientations de la CRE.....	37
2.8 CONSTITUTION DES OFFRES ET AGREGATION .....	39
2.8.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE .....	39

2.8.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	40
2.8.3 Orientations de la CRE.....	40
2.9 PARTICIPATION DES ENERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES .....	43
2.9.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE .....	43
2.9.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	43
2.9.3 Orientations de la CRE.....	44
2.10 METHODES DE CONCERTATION ET PROMOTION DE MODELES INNOVANTS DANS LES REGLES.....	46
2.10.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE.....	46
2.10.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	46
2.10.3 Orientations de la CRE.....	46
2.11 TRANSPARENCE SUR LES MECANISMES D'EQUILIBRAGE .....	47
2.11.1 Transparence sur les données relatives à l'équilibrage .....	47
2.11.2 Visibilité donnée aux responsables d'équilibre .....	48
<b>ANNEXE 1 : CALENDRIER DE LA FEUILLE DE ROUTE DE L'EQUILIBRAGE DU SYSTEME ELECTRIQUE PROPOSE PAR LA CRE .....</b>	<b>49</b>
INSTRUCTION EN 2017/2018 .....	49
INSTRUCTION EN 2018/2019 .....	51
INSTRUCTION EN 2019/2020 .....	52
<b>ANNEXE 2 : DOCUMENTS DE REFERENCE.....</b>	<b>53</b>



## 1. INTRODUCTION

### 1.1 OBJECTIFS DE LA FEUILLE DE ROUTE DE L'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

En amont du temps réel, RTE s'appuie sur les RE pour réaliser l'équilibrage du système électrique et, via une incitation financière, les incite à maintenir un équilibre entre l'électricité injectée et soutirée dans leur périmètre. Une heure avant le temps réel, RTE « reprend la main » sur le système électrique et est le seul à pouvoir intervenir pour en assurer l'équilibrage. A cet effet, RTE active les meilleures offres d'énergie d'équilibrage proposées par les fournisseurs de services d'ajustement. Afin de s'assurer qu'il dispose d'une puissance suffisante pour équilibrer le système, RTE contractualise une partie de ces réserves en prévision des besoins. L'équilibrage du système électrique fait ainsi intervenir différents acteurs, qui fournissent leurs capacités de flexibilité à différentes échéances temporelles, de la plus éloignée du temps réel (contrats conclus avant l'échéance J-1) à la plus proche (services système de réglage de la fréquence).

L'accès aux mécanismes d'équilibrage du système électrique est défini, d'une part, par les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (dites « règles MA-RE »)<sup>5</sup> et, d'autre part, par les règles relatives aux services système de réglage de la fréquence (dites « règles SSy Fréquence »)<sup>6</sup>. Ces règles sont proposées par RTE et approuvées par la CRE (articles L. 321-10, L. 321-11 et L. 321-14 du code de l'énergie). La démarche poursuivie dans la feuille de route proposée par RTE, ainsi que la présente délibération et les demandes qu'elle comporte, s'inscrivent dans la perspective d'approbation de ces règles par la CRE au cours des prochaines années.

Dans un contexte marqué à la fois par des besoins accrus de flexibilité du système électrique afin d'intégrer les énergies intermittentes et par des évolutions du cadre réglementaire européen relatif à l'équilibrage (entrée en vigueur du règlement européen relatif à l'équilibrage et proposition de la Commission européenne « *Une énergie propre pour tous les Européens* »), il est essentiel que l'ensemble des parties prenantes concernées au niveau français anticipe les évolutions à venir. Aussi, la CRE a demandé en 2015 à RTE d'établir un programme de travail pluriannuel définissant le modèle d'équilibrage cible à mettre en œuvre en France et le séquençage des évolutions envisagées afin de le décliner.

A cet effet, RTE a mené une concertation au quatrième trimestre 2015 et a publié en juillet 2016 un document intitulé « *Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français* » (ci-après « *livre vert* »). Ce document dresse dans un premier temps un état des lieux du fonctionnement du modèle français de l'équilibrage et présente la vision de RTE quant à ses avantages et ses inconvénients. Il décrit ensuite les évolutions proposées par RTE pour mettre en œuvre les textes européens ainsi que les autres propositions d'évolution envisagées par RTE. Ces évolutions ont été déclinées selon dix axes de travail. Le document fournit également un calendrier associé à l'ensemble de ces évolutions.

La CRE a mené auprès de l'ensemble des parties prenantes, entre le 16 décembre 2016 et le 20 janvier 2017, une consultation publique<sup>7</sup> sur la feuille de route proposée par RTE, ainsi que sur sa propre analyse préliminaire. Dans le cadre de cette analyse préliminaire, la CRE a indiqué qu'elle partageait le diagnostic de RTE concernant l'efficacité du modèle d'équilibrage français. La CRE a jugé qu'il était pertinent d'en maintenir les grands principes, tout en y apportant certaines modifications afin de l'adapter aux évolutions futures du système électrique, en particulier la transition énergétique et l'intégration européenne.

La CRE a consulté les acteurs sur cette analyse et ses propositions d'évolutions par rapport aux dix axes de travail proposés par RTE, ainsi que sur les adaptations qu'elle envisageait sur le calendrier proposé par RTE. La CRE a également interrogé les acteurs sur les dispositions proposées dans le paquet « *Une énergie propre pour tous les Européens* » publié par la Commission européenne en novembre 2016, concernant la contractualisation des réserves d'équilibrage et la participation des effacements aux marchés.

Le 6 janvier 2017, la CRE a organisé un atelier d'information et d'échanges avec les acteurs de marché sur la feuille de route de RTE et sur sa consultation publique.

22 acteurs ont répondu à la consultation publique de la CRE. Les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE<sup>8</sup>. La CRE estime qu'il est indispensable que les acteurs de marché soient impliqués dans ces travaux, et se félicite donc de leur participation active.

La présente délibération a pour objectif de définir la cible du modèle d'équilibrage français et de donner aux acteurs de marché une vision aussi fine que possible de l'ensemble des évolutions qu'il sera nécessaire de mettre

<sup>5</sup> Les règles en vigueur sont consultables sur la page suivante : [https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_producteurs/services\\_clients/regles.jsp](https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/regles.jsp).

<sup>6</sup> Les règles en vigueur sont consultables sur la page suivante : [http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_producteurs/services\\_clients/regle\\_ssy\\_pop\\_frequence.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/regle_ssy_pop_frequence.jsp).

<sup>7</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/feuille-de-route-de-l-equilibrage-du-systeme-electrique-francais>.

<sup>8</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/feuille-de-route-de-l-equilibrage-du-systeme-electrique-francais>.



en œuvre pour y parvenir ainsi que sur leur déroulement chronologique. Les éléments présentés dans la suite se fondent sur l'ensemble des informations à disposition de la CRE à l'heure actuelle.

## **1.2 CADRE JURIDIQUE**

### **1.2.1 La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte**

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (ci-après « *LTECV* ») a introduit dans le code de l'énergie des dispositions visant à promouvoir la participation des effacements de consommation et des énergies renouvelables aux mécanismes de marché.

L'article 168 de la LTECV introduit de nouvelles dispositions relatives aux effacements de consommation. Ces dispositions consistent (i) à la mise en place d'un cadre pour la prise en compte des effacements implicites<sup>9</sup> pouvant coexister avec des offres d'effacements explicites<sup>10</sup>, (ii) à une prise en charge d'une partie du versement dû par l'opérateur d'effacement au fournisseur par RTE<sup>11</sup> (sous certaines conditions<sup>12</sup>), et (iii) à préciser le rôle des GRD dans le suivi des périmètres d'effacement<sup>13</sup>.

L'article 104 de la LTECV prévoit un nouveau dispositif de soutien aux énergies renouvelables visant à faire participer ces installations de production au marché, reposant sur un complément de rémunération<sup>14</sup>. Avec ce nouveau mode contractuel et à la différence du régime d'obligation d'achat, les producteurs d'énergie renouvelable éligibles au dispositif deviennent responsables de la valorisation de l'énergie produite sur les marchés, sans passer par un acheteur obligé. L'article 119 de la LTECV prévoit également la possibilité pour le Gouvernement de prendre par ordonnance des mesures visant à faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans les marchés ou dans le système électrique telle que l'extension du dispositif de programmation à certaines installations raccordées aux réseaux publics de distribution d'électricité.

L'article 199 de la LTECV prévoit que les collectivités territoriales puissent proposer aux GRD, à titre expérimental et en association avec les producteurs et consommateurs raccordés aux réseaux publics de distribution, des services de flexibilité locale, sans exclure une participation de ces flexibilités au marché d'ajustement.

L'ensemble de ces dispositions nécessitera des évolutions de l'accès aux mécanismes d'équilibrage, qui sont traitées dans le livre vert de RTE et dans la présente délibération.

### **1.2.2 Le règlement européen relatif à l'équilibrage (« *Guidelines on Electricity Balancing* »)**

A l'issue d'un processus amorcé en 2012 avec la publication des orientations-cadre de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après « *ACER* »), le règlement européen relatif à l'équilibrage<sup>15</sup> a été voté par les Etats membres le 16 mars 2017. Sous réserve de l'absence d'opposition du Parlement européen et/ou du Conseil<sup>16</sup>, ce règlement devrait entrer en vigueur à l'automne 2017.

Ce règlement énonce des lignes directrices pour l'intégration et le bon fonctionnement des marchés de l'équilibrage tout en laissant dans une large mesure le soin aux GRT d'en proposer une déclinaison concrète. Il s'articule autour des concepts suivants :

- l'intégration des marchés d'énergie d'équilibrage ;
- les modalités de constitution des capacités d'équilibrage ;
- l'harmonisation des principes des règlements financiers entre les GRT, les fournisseurs de services d'ajustement et les RE.

<sup>9</sup> Un fournisseur peut inciter ses clients à réduire leur consommation en fonction d'un signal prix, qui va varier selon les heures et les jours de l'année. Ces effacements ne sont pas « *explicitement* » vendus sur les marchés.

<sup>10</sup> Articles L. 271-1 à L. 271-4 du code de l'énergie.

<sup>11</sup> Article L. 271-3 du code de l'énergie.

<sup>12</sup> Cf. décret n°2017-437 du 29 mars 2017.

<sup>13</sup> Article L. 322-8-9° du code de l'énergie.

<sup>14</sup> Articles L. 314-18 à L. 314-27 du code de l'énergie.

<sup>15</sup> Le règlement est disponible sur le site de la Commission européenne : <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes>.

<sup>16</sup> Le Parlement européen et le Conseil disposent d'un délai de 3 mois (à compter de leur saisine par la Commission européenne) pour s'opposer au projet de règlement.

### 1.2.2.1 Principaux concepts du règlement européen relatif à l'équilibrage

#### Intégration des marchés d'énergie d'équilibrage

Le règlement européen relatif à l'équilibrage prévoit la construction de marchés européens de l'équilibrage, sans imposer aux GRT le type de réserves (secondaire, rapide, complémentaire) à privilégier pour équilibrer leur système. Ainsi les articles 19 à 22 dudit règlement imposent la mise en œuvre de plateformes européennes visant :

- les échanges d'énergie issue de la réserve complémentaire<sup>17</sup>, au plus tard deux ans après son entrée en vigueur ;
- les échanges d'énergie issue de la réserve rapide, au plus tard quatre ans après son entrée en vigueur ;
- les échanges d'énergie issue de la réserve secondaire, au plus tard quatre ans après son entrée en vigueur ;
- la compensation des déséquilibres entre GRT<sup>18</sup>, au plus tard deux ans après son entrée en vigueur.

Pour les trois premières plateformes, les échanges seront effectués selon les principes suivants :

- un ou plusieurs produits d'énergie standardisés seront définis<sup>19</sup> ;
- les produits seront activés suivant la préséance économique (« *common merit order list* ») ;
- la rémunération sera effectuée selon le principe du prix marginal ;
- les échanges auront lieu suivant un modèle dit « *GRT – GRT* » : chaque fournisseur de service d'équilibrage déposera ses offres auprès de son GRT.

La CRE est favorable à ces dispositions, qui permettront aux GRT d'avoir accès aux offres d'énergie d'équilibrage les plus économiques disponibles. A titre d'illustration, l'analyse d'impact menée en 2013 par la Commission européenne<sup>20</sup> sur la frontière entre la France et le Royaume-Uni a évalué le gain lié à ces échanges à environ 50 M€ par an.

#### Constitution des capacités d'équilibrage

Bien que le règlement européen relatif à l'équilibrage se concentre essentiellement sur les échanges d'énergie d'équilibrage, il traite également de la question de la constitution des réserves. En particulier, l'article 32 de ce règlement impose une constitution :

- des réserves secondaire et tertiaires par un mécanisme de marché ;
- proche du temps réel lorsque cela est économiquement pertinent ;
- dissociée entre les capacités à la hausse et à la baisse<sup>21</sup>.

Le règlement européen relatif à l'équilibrage stipule également que les GRT peuvent mettre en œuvre, de manière volontaire, des échanges et un partage de réserves. Il établit pour cela un cadre de gouvernance (article 33) et décrit les méthodes selon lesquelles les capacités d'interconnexion peuvent être réservées pour de tels échanges de capacité d'équilibrage (article 38).

Le CRE considère que le modèle établi par ces dispositions est pertinent : les principes proposés doivent permettre d'améliorer le fonctionnement des marchés de capacités d'équilibrage, tout en donnant une certaine souplesse aux GRT dans leur déclinaison.

#### Harmonisation des principes du règlement financier

Bien qu'il ne soit pas nécessaire d'uniformiser les processus d'équilibrage nationaux pour assurer l'intégration européenne et notamment le développement des échanges d'énergie d'équilibrage, un certain degré d'harmonisation s'impose pour assurer une concurrence équitable entre les fournisseurs de services d'ajustement des différents pays. Le cadre de cette harmonisation fait partie de l'ensemble des documents que les GRT doivent soumettre aux régulateurs pour chaque plateforme d'échanges d'énergie.

<sup>17</sup> Seuls les GRT utilisant cette réserve auront l'obligation de rejoindre cette plateforme.

<sup>18</sup> « *Imbalance netting* ».

<sup>19</sup> La définition de ces produits standards est encadrée par l'article 25 du règlement mais est laissée à la charge de l'ensemble des GRT.

<sup>20</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130610\\_eu\\_balancing\\_master.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130610_eu_balancing_master.pdf).

<sup>21</sup> Une possibilité d'exemption nationale temporaire est possible sous réserve de l'approbation de l'autorité de régulation concernée.

Le 5<sup>ème</sup> titre du règlement européen relatif à l'équilibrage a ainsi pour objectif de définir les grandes lignes communes des règlements financiers entre les GRT, les fournisseurs de services d'ajustement et les RE.

En particulier, le 4<sup>ème</sup> chapitre du règlement européen relatif à l'équilibrage préconise l'harmonisation au niveau européen des processus de règlement des écarts. Cela inclut notamment l'utilisation d'un prix de règlement des écarts (ci-après « PRE ») symétrique<sup>22</sup> et impose le passage à un pas de règlement des écarts à 15 minutes au plus tard 3 ans après son entrée en vigueur, avec une possibilité de dérogation jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2025 soumise à l'approbation de l'autorité de régulation nationale concernée.

### 1.2.2.2 Les projets volontaires de mise en œuvre anticipée du règlement européen relatif à l'équilibrage

Compte tenu de l'ampleur des changements à mener dans le cadre de la mise en œuvre du règlement européen, plusieurs projets volontaires de mise en œuvre anticipée ont vu le jour à l'initiative des GRT<sup>23</sup>. La CRE note que RTE a été particulièrement actif dans cette démarche.

Un des projets les plus avancés à ce stade est le projet « TERRE » (pour « *Trans European Replacement Reserves Exchange* »). Il regroupe des GRT (Espagne, France, Italie, Portugal, Royaume-Uni et Suisse) ayant un modèle d'équilibrage dit « *proactif* » (modèle au sein duquel le GRT anticipe les déséquilibres du réseau). Ce projet vise à mettre en œuvre des échanges d'énergie issue de la réserve complémentaire. Les bénéfices de ce projet ont été estimés à 110 M€ par an. Une première consultation publique<sup>24</sup> a été menée par les GRT en mars 2016 et contenait une proposition des GRT concernant les principaux éléments de l'architecture GRT-GRT du projet. A l'issue de cette consultation publique, les régulateurs du projet ont publié une orientation commune<sup>25</sup> contenant un ensemble de recommandations à destination des GRT. Une deuxième consultation publique reprenant ces recommandations et complétant les éléments de l'architecture, en particulier concernant les règlements financiers entre les GRT, les fournisseurs de services d'ajustement et les RE devrait être menée à l'été 2017. Le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité (ci-après « ENTSO-E ») a déclaré ce projet comme projet pilote de référence pour la mise en œuvre de l'article 19 du règlement européen relatif à l'équilibrage.

Une autre initiative régionale, intitulée « iGCC » (pour « *international Grid Control Cooperation* »), permet aux GRT qui y participent de compenser entre eux leurs besoins en réserve secondaire lorsqu'ils sont en sens opposés, et d'éviter ainsi l'activation d'énergie de cette réserve auprès des acteurs de marché. La plateforme iGCC est déjà en service et RTE a rejoint la coopération en février 2016. L'architecture de ce projet est appelée à évoluer dans les mois suivants l'entrée en vigueur du règlement européen relatif à l'équilibrage afin de s'y conformer. Bien que d'autres coopérations de ce type soient également en service aujourd'hui, le projet iGCC a été désigné par ENTSO-E comme projet pilote de référence pour la mise en œuvre de l'article 22 du règlement européen relatif à l'équilibrage et est ainsi appelé à devenir la plateforme européenne de compensation des besoins imposée par ce règlement.

Enfin d'autres projets d'échanges d'énergie, actuellement à un stade moins avancé, existent :

- le projet « EXPLORE » (pour « *European X-border Projet for LOnG term Real-time balancing Electricity* »), lancé début 2015 et ayant pour but de développer les échanges d'énergie issue des réserves secondaire et rapide. Il rassemble les GRT d'Allemagne, d'Autriche, de Belgique et des Pays-Bas. Un rapport a été publié par les GRT en octobre 2016<sup>26</sup> ;
- le projet « MARI » (pour « *Manually Activated Reserves Initiative* ») regroupant une grande majorité des GRT européens<sup>27</sup> et lancé le 5 avril 2017<sup>28</sup>. Il a pour but de développer les échanges d'énergie issue de la réserve rapide.

Au niveau européen, l'ACER et ENTSO-E pilotent le « *Balancing Stakeholders Group* » auquel participent les acteurs de marché qui a largement contribué à enrichir les débats lors de la phase de rédaction du règlement européen relatif à l'équilibrage. Ce groupe est également le lieu de préparation et de discussion des éléments transverses de mise en œuvre de ce règlement.

<sup>22</sup> Cela n'est toutefois pas une obligation puisque les GRT peuvent cependant, sous réserve de justification, utiliser un prix de règlement des écarts dissymétrique.

<sup>23</sup> <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/cross-border-electricity-balancing-pilot-projects/Pages/default.aspx>.

<sup>24</sup> [https://consultations.entsoe.eu/markets/terre/user\\_uploads/20160307\\_terre\\_consultation.pdf](https://consultations.entsoe.eu/markets/terre/user_uploads/20160307_terre_consultation.pdf).

<sup>25</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/projet-terre/consulter-le-document-common-opinion-from-aeggsi-cnmc-cre-elcom-erse-and-ofgem-on-terre-project-design>.

<sup>26</sup>

[https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/EXPLORE/20161021\\_EXPLORE\\_FRR\\_TARGET\\_MODE\\_L.PDF?Web=1](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/EXPLORE/20161021_EXPLORE_FRR_TARGET_MODE_L.PDF?Web=1).

<sup>27</sup> 50 HERTZ, ADMHE, AMPRION, APG, ČEPS, ELIA, ENERGINET, FINGRID, NATIONALGRID, RED, REN, RTE, STALNETT, SVENSKA KRAFTNAT, SWISSGRID, TENNET, TRANSNET BW, TERNA RETE ITALIA.

<sup>28</sup> <https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9763&mode=detail>

### 1.2.3 La proposition de la Commission européenne : « Une énergie propre pour tous les Européens »

Le 30 novembre 2016, la Commission européenne a publié sa proposition intitulée « Une énergie propre pour tous les Européens ». Cette proposition relative à l'ensemble des marchés de l'énergie est constituée d'une révision de divers textes législatifs. Elle a fait l'objet d'une mise à jour et d'une nouvelle publication le 27 février 2017. Parmi l'ensemble des textes proposés, figurent des versions modifiées de la directive 2009/72/EC<sup>29</sup> et du règlement 714/2009<sup>30</sup> qui incluent notamment de nouvelles dispositions spécifiques à l'équilibrage et à la participation des effacements.

#### 1.2.3.1 Constitution des réserves d'équilibrage

La proposition de la Commission européenne « Une énergie propre pour tous les Européens »<sup>31</sup> définit les principes relatifs à l'équilibrage du système électrique, et notamment les modalités de contractualisation des réserves d'équilibrage (dont le dimensionnement au niveau régional pourrait être confié aux centres opérationnels régionaux ou ROC). Cette contractualisation serait :

- facilitée à l'échelle régionale par les ROC ;
- effectuée à l'échéance journalière et/ou infra journalière ;
- réalisée de manière dissociée pour les réserves à la hausse et les réserves à la baisse.

La CRE reconnaît les bénéfices qui pourraient être tirés d'une contractualisation régionale des réserves d'équilibrage. En revanche, en dehors de la réserve primaire, qui peut être échangée sans réserver de capacité d'interconnexion, l'opportunité de recourir à une telle contractualisation doit être analysée au regard de la réservation des capacités d'interconnexion qu'elle implique. Une telle évolution du fonctionnement des interconnexions électriques ne saurait être envisagée sans que les bénéfices en soient quantifiés. De même, la CRE reconnaît les bénéfices d'une contractualisation à une échéance journalière mais considère qu'à ce stade, il serait prématuré d'exclure toute contractualisation à des échéances de long terme.

#### 1.2.3.2 Effacements de consommation

S'agissant des effacements, la CRE constate que les dispositions prévues à ce stade dans la proposition de la Commission européenne « Une énergie propre pour tous les Européens » sont favorables aux agrégateurs d'effacements en ce qu'elles prévoient, comme c'est le cas en France, la possibilité d'agir sur des flexibilités indépendamment de tout accord avec les fournisseurs des sites concernés<sup>32</sup>. La reconnaissance de l'activité des agrégateurs d'effacement indépendants du fournisseur représente une avancée importante. Toutefois, les dispositions prévues à ce stade dans la proposition de la Commission européenne remettent en cause les modalités pratiques d'un modèle de développement efficace de la filière des effacements par des agrégateurs indépendants. En effet, la proposition de la Commission européenne prévoit que « les agrégateurs ne sont pas tenus de payer une compensation aux fournisseurs ou aux autres producteurs », sauf, « à titre exceptionnel », lorsque « un seul acteur du marché induit, vis-à-vis d'un autre acteur du marché, des déséquilibres qui résultent en un coût financier »<sup>33</sup>.

Or, en contrepartie de l'absence d'accord avec le fournisseur, la loi française a prévu des règles de valorisation de l'effacement organisant un transfert d'énergie du fournisseur des sites effacés vers l'opérateur d'effacement et un flux financier de l'opérateur d'effacement vers le fournisseur du site effacé. Ce flux, dénommé « versement », est la contrepartie du transfert d'énergie du fournisseur vers l'opérateur d'effacement, afin que ce dernier puisse vendre l'énergie correspondant à l'effacement réalisé chez le consommateur auprès de RTE ou directement sur le marché. Ce principe a été validé à plusieurs occasions par le Conseil Constitutionnel, l'Autorité de la concurrence ou encore le Conseil d'Etat. La CRE souligne par ailleurs qu'une absence de versement inciterait les agrégateurs d'effacement à réaliser des effacements à des heures non efficaces pour le système électrique, diminuant ainsi le surplus collectif.

Ainsi, la CRE est favorable aux propositions de la Commission européenne sur la possibilité d'exercer une activité d'effacement sans accord du fournisseur, mais opposée au principe général d'interdiction du versement pour les motifs susmentionnés.

<sup>29</sup> [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?qid=1497343367833&uri=CELEX:52016PC0864R\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?qid=1497343367833&uri=CELEX:52016PC0864R(01)).

<sup>30</sup> [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?qid=1497343367833&uri=CELEX:52016PC0861R\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?qid=1497343367833&uri=CELEX:52016PC0861R(01)).

<sup>31</sup> Article 5 du projet de Règlement du parlement européen et du conseil sur le marché intérieur de l'électricité.

<sup>32</sup> Article 17.3 du projet de Directive du parlement européen et du conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

<sup>33</sup> Articles 17.3 et 17.4 du projet de Directive du parlement européen et du conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

## 2. FEUILLE DE ROUTE PROPOSEE PAR RTE ET ORIENTATIONS DE LA CRE

### 2.1 ARTICULATION DES MARCHES DE COURT TERME

#### 2.1.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE

La fenêtre opérationnelle correspond à la durée au cours de laquelle le GRT peut prendre des actions d'équilibrage. Actuellement, RTE dispose d'une fenêtre opérationnelle théoriquement infinie, mais qui en pratique est comprise entre 1 heure et 2 heures. La durée de la fenêtre opérationnelle est la résultante :

- d'une part, d'un délai de neutralisation d'une heure<sup>34</sup> ;
- d'autre part, d'une durée d'une heure entre chaque guichet couvrant une période de livraison d'une heure<sup>35</sup>.

Le règlement européen relatif à l'équilibrage, approuvé le 16 mars 2017, exclut tout recouvrement entre les actions des RE pour l'équilibrage de leur périmètre et les actions du GRT pour l'équilibrage du système<sup>36</sup>. Ainsi, les GRT ne pourront engager des actions d'équilibrage qu'après la clôture des marchés infra journaliers transfrontaliers. Des exceptions sont toutefois maintenues pour la gestion des congestions et la reconstitution des marges.

D'après le règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 relatif à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (ci-après « règlement CACM »)<sup>37</sup>, la clôture des marchés infra journaliers transfrontaliers a lieu au plus tôt une heure avant le temps réel<sup>38</sup>.

RTE propose de définir une fenêtre opérationnelle d'une durée comprise entre 1h et 1h15 ou 1h30 (en fonction de la valeur du pas de règlement des écarts, de 15 ou 30 minutes) :

- en maintenant un délai de neutralisation à une heure, afin de permettre à RTE de continuer à appliquer une gestion centralisée et proactive de l'équilibrage ;
- en alignant le nombre de guichets infra journaliers transfrontaliers sur le pas de temps choisi pour le règlement des écarts, sous réserve d'une analyse quantitative, d'ici 2025 au plus tard<sup>39</sup>.

Dans son analyse préliminaire, la CRE :

- s'est déclarée favorable à ces propositions de RTE ;
- a proposé d'étudier en 2017 (pour une mise en œuvre dès 2018), l'introduction d'un guichet infra journalier transfrontalier toutes les 30 minutes aux frontières allemande et suisse, où des produits d'une durée de 30 minutes sont déjà échangés.

#### 2.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Plusieurs acteurs souhaiteraient que le délai de neutralisation soit le plus court possible afin d'avoir la possibilité d'équilibrer leur portefeuille et de pallier un aléa au plus proche du temps réel. En tout état de cause, ils considèrent qu'un délai de neutralisation d'une heure constitue un maximum.

Toutefois, à défaut d'une diminution du délai de neutralisation, les acteurs se sont exprimés en faveur d'une augmentation du nombre de guichets infra journaliers transfrontaliers, ce qui raccourcirait aussi la fenêtre opérationnelle, et leur permettrait d'agir de manière plus proche du temps réel. En outre, les acteurs ont exprimé le souhait de disposer d'un marché infra journalier transfrontalier liquide.

Certains acteurs, dont RTE, ont souligné que la réduction du délai de neutralisation à moins d'une heure ou l'augmentation du nombre de guichets infra journaliers transfrontaliers n'étaient pas compatibles à court terme avec la mise en place de la plateforme TERRE. Celle-ci pourrait, ultérieurement, évoluer vers un fonctionnement avec des guichets toutes les demi-heures, compatible avec l'augmentation du nombre de guichets infra journaliers transfrontaliers, toutes les demi-heures également. RTE a par ailleurs souligné dans sa réponse qu'indépendamment même de la mise en place de la plateforme TERRE, une augmentation du nombre de guichets nécessiterait des évolutions majeures de ses processus opérationnels et systèmes d'information qu'il ne lui est pas possible de mettre en œuvre d'ici fin 2018.

<sup>34</sup> Par exemple, à 10h, les RE ne peuvent plus effectuer d'action physique sur leur périmètre (injections, soutirages, imports et exports d'électricité) pour la période de livraison débutant à 11h.

<sup>35</sup> Dans le même exemple, à 10h, les RE ne peuvent plus engager d'action d'équilibrage de leur périmètre au titre de la période de livraison de 11h à 12h.

<sup>36</sup> Articles 16, 17 et 24 du règlement européen relatif à l'équilibrage.

<sup>37</sup> Article 59 du règlement CACM.

<sup>38</sup> Soit par exemple au plus tôt à 10h pour la période de livraison débutant à 11h.

<sup>39</sup> La période de livraison et la durée des produits infra journaliers étant alignées sur le pas de règlement des écarts.



### 2.1.3 Orientations de la CRE

Les acteurs de marché sont exposés à des incertitudes (concernant les prévisions de consommation, de production intermittente, les aléas de leurs actifs de production, etc.) qui peuvent affecter leur périmètre d'équilibre pendant la fenêtre opérationnelle. Ainsi, leur demande de réduire cette période pendant laquelle ils ne peuvent pas rééquilibrer leur portefeuille apparaît légitime.

Les deux leviers permettant de réduire la fenêtre opérationnelle, et leur interaction avec le modèle d'équilibrage actuel, sont ainsi étudiés :

- le délai de neutralisation ;
- la durée entre chaque guichet.

#### Durée du délai de neutralisation et modèle d'équilibrage associé

##### Analyse

Des modèles d'équilibrage différents coexistent en Europe. Le modèle retenu en France, comparativement à d'autres modèles, est :

- centralisé : proche du temps réel, RTE assure l'équilibrage du système grâce à une fenêtre opérationnelle relativement « longue », en assurant l'efficacité économique de ses actions ; d'autres modèles, plus décentralisés, laissent aux acteurs de marché le soin d'équilibrer leur périmètre plus proche du temps réel, se traduisant par une fenêtre opérationnelle plus courte ;
- proactif : RTE anticipe les déséquilibres attendus du système, grâce à sa connaissance des moyens de production démarrés et disponibles et de son estimation de la consommation. En amont de sa fenêtre opérationnelle, il peut procéder à des actions (activations d'offres d'ajustement) visant à dégager des capacités de moyens flexibles qu'il pourra ainsi utiliser dans la fenêtre opérationnelle ; dans d'autres modèles, dits « réactifs », les GRT n'activent des offres d'équilibrage que pour répondre à un déséquilibre constaté (et non anticipé). Pour assurer l'équilibrage en temps réel, ils privilégient en conséquence la réservation explicite de capacités d'ajustement (contractualisation de réserves). Ce point sera traité dans la partie 2.2.

La CRE estime qu'un modèle d'équilibrage centralisé est à même d'assurer une allocation optimale des ressources à court terme, en permettant la prise en compte fine des caractéristiques technico-économiques des flexibilités disponibles et des caractéristiques du réseau. Le GRT dispose en effet d'une information complète sur le parc de production et les offres d'ajustement à sa disposition, et peut optimiser globalement et finement le coût de l'équilibrage.

A *contrario*, l'intérêt d'une approche très décentralisée, laissant les acteurs de marché équilibrer leur périmètre très proche du temps réel, se heurte à la limite suivante : une information moindre des acteurs sur les besoins du système et les caractéristiques du réseau qui ne sont pas exprimées par la seule confrontation de l'offre et la demande au niveau national. Une telle approche ne pourrait donc pas conduire en elle-même à une utilisation optimale des moyens d'ajustement, et nécessiterait des actions du GRT pour répondre à des besoins non révélés par le marché (engendrant alors notamment des coûts de congestion).

Le choix d'un modèle centralisé ou décentralisé doit aussi tenir compte des bénéfices attendus de l'intégration européenne des marchés de l'énergie et de l'équilibrage. A ce stade, le maintien de modèles d'équilibrage différents au niveau européen ne représente pas un obstacle à l'intégration des marchés de l'énergie et de l'équilibrage, dans la mesure où :

- les acteurs peuvent échanger sur les marchés infra journaliers transfrontaliers jusqu'à une heure avant le début de la période de livraison (durée identique au délai de neutralisation), comme cela est permis par le règlement CACM ;
- l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage peut recouvrir différents périmètres en fonction des réserves concernées :
  - périmètre européen pour les réserves à délai de mobilisation court (ci-après « FRR »<sup>40</sup>) qui sont utilisés par tous les GRT, qu'ils soient proactifs ou réactifs ;
  - périmètre régional pour les réserves à délai de mobilisation plus long (ci-après « RR »<sup>41</sup>) pour les GRT proactifs qui coopèrent dans le cadre du projet TERRE.

<sup>40</sup> « Frequency Restoration Reserves » est l'appellation en anglais désignant à la fois la réserve mobilisable en moins de 15 minutes (réserve secondaire et réserve rapide).



La CRE considère ainsi que le modèle d'équilibrage centralisé et proactif mis en œuvre en France est de nature à assurer l'activation optimale des flexibilités en fonction de leurs caractéristiques technico-économiques et de l'état du réseau, et donc une allocation optimale des ressources à court terme. L'efficacité établie de ce modèle permet ainsi à RTE de gérer l'équilibrage dans les meilleures conditions de coûts et de sûreté.

La CRE est donc favorable au maintien de ce modèle, qui repose en particulier sur un délai de neutralisation d'une heure, et sur la possibilité pour le GRT d'intervenir en amont de la fenêtre opérationnelle pour reconstituer des marges de puissance disponible (cf. partie 2.2) ou gérer les flux sur le réseau (cf. partie 2.3). Elle note que RTE a prévu d'évaluer les effets associés au passage à un modèle « réactif » (avec une fenêtre opérationnelle pouvant être réduite jusqu'à 15 / 30 minutes) et considère qu'il sera utile de disposer d'éléments quantifiés de comparaison entre le modèle proactif et le modèle réactif.

Enfin, la CRE considère que, dans le cadre d'un modèle d'équilibrage centralisé, une transparence accrue est à même de renvoyer des signaux économiques visant à encourager le développement de flexibilités là où elles sont nécessaires, et à favoriser leur disponibilité et leur mobilisation lorsqu'elles sont les plus utiles pour le système.

### Orientations

La CRE est favorable au maintien du modèle d'équilibrage utilisé en France, caractérisé notamment par le délai de neutralisation d'une heure proposé par RTE.

La CRE est favorable à ce que RTE évalue quantitativement, avant le 2<sup>ème</sup> semestre 2018, les effets associés au passage à un modèle réactif, avec une fenêtre opérationnelle pouvant être réduite jusqu'à 15 / 30 minutes.

La CRE demande par ailleurs à RTE d'améliorer la transparence du fonctionnement du modèle d'équilibrage utilisé en France, et liste à cet effet les données qu'elle souhaite voir RTE publier dans la partie 2.11.

## Augmentation du nombre de guichets et interaction avec le projet TERRE

### Analyse

L'une des options permettant de répondre à la demande des acteurs de réduire la période pendant laquelle ils ne peuvent pas rééquilibrer leur périmètre est d'augmenter la fréquence des guichets infra journaliers transfrontaliers et des guichets de programmation, comme cela a été proposé par RTE dans le livre vert. La cible proposée par RTE consiste à aligner, sous réserve d'une analyse quantitative, à l'échéance du changement du pas de règlement des écarts à 15 minutes, soit 2025 au plus tard (cf. partie 2.4.3) :

- le pas de règlement des écarts à 15 minutes ;
- la durée des produits infra journaliers à 15 minutes ;
- la fréquence des guichets infra journaliers transfrontaliers et des guichets de programmation, toutes les 15 minutes.

La CRE est favorable à cette cible, qui est en outre conforme aux dispositions du règlement CACM<sup>42</sup>. La CRE note par ailleurs qu'une analyse de compatibilité pour l'enchaînement de l'ensemble de tous les processus (guichets de programmation, guichets pour les plateformes d'échanges de produits standards, mise en œuvre des ordres d'activation, ...) à un pas de 15 minutes sera nécessaire.

La mise en œuvre de guichets infra journaliers transfrontaliers et de guichets de programmation toutes les 15 minutes nécessiterait, au préalable, la mise en œuvre d'un pas de règlement des écarts et de produits infra journaliers d'une durée de 15 minutes, et ne saurait donc avoir lieu avant l'échéance de ces évolutions, soit entre 2021 et 2025 (cf. partie 2.4.3). D'ici cette échéance, la mise en œuvre, de manière transitoire, de guichets infra journaliers transfrontaliers et de guichets de programmation toutes les 30 minutes permettrait de réduire la période pendant laquelle les acteurs ne peuvent plus équilibrer leur portefeuille à 1h30 maximum. Cette solution avait été proposée par la CRE dans sa consultation publique selon le calendrier suivant : instruction dès 2017 pour une mise en œuvre en 2018.

RTE a indiqué qu'il était impossible de procéder simultanément à la mise en place de cette étape et à celle de la plateforme TERRE à échéance 2019. En effet, l'architecture de marché retenue pour le projet TERRE repose sur un séquençage horaire, *a minima* pour le démarrage de la plateforme. Le passage à des guichets infra journaliers transfrontaliers et des guichets de programmation toutes les 30 minutes nécessiterait que le processus de sélection des offres de TERRE soit également mené toutes les 30 minutes, afin d'éviter tout recouvrement entre

<sup>41</sup> « *Replacement Reserve* » est l'appellation en anglais désignant la réserve complémentaire.

<sup>42</sup> L'article 59 prévoit que le guichet infra journalier transfrontalier doit être défini par rapport au début de la période de livraison de chaque produit infra journalier.

les marchés infra journaliers et la fenêtre opérationnelle du GRT. Si les GRT de TERRE ont bien identifié l'augmentation du nombre de processus de sélection des offres comme une cible d'évolution du projet à moyen terme, la mise en œuvre de ce processus toutes les 30 minutes, et non toutes les heures, nécessiterait dès maintenant une révision profonde de l'architecture à la fois du projet TERRE et des processus nationaux s'articulant avec ce projet (guichets, sélection et transmission des ordres, ...). Une automatisation de certains processus (traitement des marges et des flux sur le réseau) pourrait notamment être requise. Ces éléments impliqueraient donc des délais supplémentaires.

Le développement de la plateforme TERRE et la mise en œuvre de guichets infra journaliers transfrontaliers et de guichets de programmation toutes les 30 minutes représentent deux objectifs de développement des marchés court terme. Un arbitrage est ainsi nécessaire afin de savoir quel projet sera privilégié à horizon 2019.

D'un côté, le passage à des guichets infra journaliers transfrontaliers et des guichets de programmation toutes les 30 minutes répond à la demande des acteurs en leur permettant d'avoir une fenêtre d'action plus longue. Il s'agit par ailleurs d'une évolution des règles de marché qui contribuera à développer la liquidité sur les marchés infra journaliers transfrontaliers.

De l'autre, le projet TERRE permettra aux GRT qui en sont membres de continuer à utiliser la réserve complémentaire<sup>43</sup>, donc de maintenir un modèle proactif à une échelle régionale. Parmi les initiatives régionales de mise en œuvre du règlement européen relatif à l'équilibrage, ce projet est par ailleurs le plus avancé : il devrait alimenter la réflexion sur la mise en place de la plateforme d'échange de produits standards issus de la réserve rapide. L'analyse coûts/bénéfices du projet TERRE a en outre fait apparaître des gains estimés de l'ordre de 110 M€ par an pour des échanges réalisés entre l'Angleterre, l'Espagne, la France, la Grèce<sup>44</sup>, l'Italie, le Portugal et la Suisse. Les coûts/bénéfices relatifs à la mise en œuvre de guichets infra journaliers transfrontaliers et de guichets de programmation toutes les 30 minutes n'ont quant à eux pas été estimés à ce stade.

Ce projet a par ailleurs déjà annoncé plusieurs retards par rapport à la date initiale de démarrage de 2016 ; afin de maintenir l'objectif actuel de démarrage au 1<sup>er</sup> semestre 2019, une mobilisation forte de la part des GRT et des régulateurs du projet est indispensable.

La CRE considère qu'à ce stade, il est essentiel de privilégier la mise en place de la plateforme TERRE, qui représente le premier projet régional d'échanges d'énergie d'équilibrage suivant les principes préconisés par le règlement européen relatif à l'équilibrage, et qui permettra de pérenniser le fonctionnement du modèle proactif français, en donnant au système électrique français accès à un gisement de produits standards issus de la réserve complémentaire à l'échelle de l'ensemble des pays frontaliers utilisant cette réserve.

Il est cependant indispensable que le projet TERRE puisse ultérieurement évoluer vers un processus de sélection des offres TERRE toutes les 30 minutes, prérequis nécessaire à la mise en œuvre de guichets infra journaliers transfrontaliers et de guichets de programmation toutes les 30 minutes. La CRE souhaite donc que RTE instruisse, en coopération avec ses partenaires du projet TERRE, la mise en œuvre de cette évolution.

### *Orientations*

La CRE est favorable à la mise en œuvre, à long terme, de guichets infra journaliers transfrontaliers et de guichets de programmation à une fréquence plus élevée (15 minutes ou 30 minutes) que la fréquence horaire actuelle.

A moyen terme, la CRE privilégie la mise en œuvre du projet TERRE à horizon 2019 (avec un processus de sélection des offres par heure), avant de réaliser dans un deuxième temps l'évolution vers un processus de sélection des offres TERRE toutes les 30 minutes, qui permettra la mise en œuvre de guichets infra journaliers transfrontaliers et de guichets de programmation toutes les 30 minutes.

Afin de confirmer cet arbitrage, la CRE demande à RTE de réaliser, d'ici la prochaine notification sur le projet TERRE (4<sup>ème</sup> trimestre 2017) :

- une analyse des coûts/bénéfices du projet TERRE, prenant en compte l'effet du filtrage d'offres pour causes marges et réseau (cf. parties 2.2.3 et 2.3.3) ;
- une analyse des coûts/bénéfices associés au passage à des guichets infra journaliers transfrontaliers et des guichets de programmation toutes les 30 minutes.

La CRE invite RTE à associer les acteurs de marché aux hypothèses et aux choix de modélisation qui seront utilisés pour ces études.

<sup>43</sup> D'après le règlement européen relatif à l'équilibrage, les GRT ayant l'intention d'utiliser des réserves manuelles mobilisables en plus de 15 minutes ont l'obligation de développer et d'utiliser une plateforme régionale d'échanges d'offres d'énergie issues de cette réserve.

<sup>44</sup> En tant qu'observateur du projet TERRE.

Ces analyses et les avancées du projet TERRE au 4<sup>ème</sup> trimestre 2017 contribueront à alimenter la position de la CRE lors de l'élaboration de l'orientation commune des régulateurs sur le projet TERRE, prévue pour fin 2017.

La mise en œuvre de guichets infra journaliers transfrontaliers et de guichets de programmation toutes les 15 minutes devra faire l'objet d'une instruction d'ici l'échéance de mise en œuvre du changement de pas de règlement des écarts, qui aura été fixée à l'issue d'une étude menée par la CRE au 2<sup>ème</sup> semestre 2017 (cf. partie 2.4.3).

## **2.2 MODELE DE GESTION DES MARGES ET DIMENSIONNEMENT DES RESERVES**

### **2.2.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE**

#### Modèle de sureté français

Afin de mener sa mission d'équilibrage du système électrique, RTE s'assure de la disponibilité de réserves de puissance, d'une part, par contractualisation en amont du temps réel (cf. partie 2.7) et, d'autre part, par un dimensionnement dynamique des capacités requises pour l'équilibrage. Ce modèle, dit « *modèle marges* », consiste à suivre et si besoin à reconstituer, au regard des risques identifiés par RTE au cours de la journée, les marges de puissance disponibles. A cet effet, RTE active notamment des offres d'ajustement, éventuellement en amont de sa fenêtre opérationnelle exclusive, afin de dégager un volume de réserves de puissance suffisant sur d'autres moyens de production présentant les caractéristiques de flexibilité nécessaires à la gestion des aléas au plus proche du temps réel.

D'autres GRT constituent la totalité des réserves nécessaires pour assurer l'équilibrage en amont de l'échéance journalière, selon un modèle dit « *modèle réserves* ».

Le règlement européen relatif à l'équilibrage n'est pas prescriptif sur le modèle de constitution des réserves à employer et ne requiert pas d'harmonisation européenne.

En 2015, RTE a confié au cabinet Microeconomix la réalisation d'un diagnostic qualitatif du « *modèle marges* ». Cette étude a conclu que les avantages de ce modèle pour le système électrique français sont supérieurs à ses inconvénients.

Dans son analyse préliminaire, la CRE a proposé :

- le maintien du « *modèle marges* » ;
- de demander à RTE de clarifier dès 2017 l'interaction du partage des offres d'équilibrage standards et du calcul des marges, afin de respecter l'objectif de partage de l'intégralité des offres d'équilibrage standards sur des plateformes d'échanges ;
- un renforcement de la transparence concernant les activations menées par RTE pour reconstituer les marges et leurs impacts sur le marché infra journalier ;
- un traitement non prioritaire des évolutions du « *modèle marges* » proposées par RTE (neutralité technologique et portage des coûts associés).

#### Dispositif de programmation

L'approche utilisée par RTE pour l'équilibrage, fondée sur une gestion conjointe de l'équilibrage et des congestions locales, lui impose de disposer d'informations très précises sur les prévisions d'injection sur le réseau. RTE dispose ainsi du programme de fonctionnement des groupes de production raccordés au RPT<sup>45</sup>, qui est défini dès la veille à 16h30 à pas demi-horaire, et peut être déclaré de nouveau jusqu'à une heure avant la livraison.

La même obligation de programmation est imposée aux installations « *non marginales* » raccordées à un RPD<sup>46</sup>, auprès du GRD, qui agrège les programmes reçus des producteurs et les transmet à RTE à une maille pertinente pour le réseau. L'article L. 321-9 du code de l'énergie, tel que modifié par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016, oblige les installations raccordées à un RPD et participant au mécanisme d'ajustement à transmettre leur programme d'appel directement au GRT ; RTE propose de la décliner dès 2017 (règles MA-RE v8.3).

Les groupes de production raccordés au RPT ont par ailleurs l'obligation d'offrir leur capacité disponible sur le mécanisme d'ajustement<sup>47</sup>.

<sup>45</sup> Article L. 321-9 du code de l'énergie.

<sup>46</sup> Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques pour le raccordement à un RPD.

<sup>47</sup> Article L. 321-13 du code de l'énergie.

RTE a proposé, dans son livre vert, le maintien du dispositif de programmation, ainsi que des améliorations à instruire en 2017 et 2018 : réduction du pas de programmation de 30 minutes à 5 minutes, extension du dispositif de programmation à de nouveaux acteurs (consommateurs raccordés au RPT, fournisseurs), extension de l'obligation d'offrir la puissance disponible sur le mécanisme d'ajustement à d'autres capacités, par exemple certains sites de soutirage.

Dans son analyse préliminaire, la CRE a estimé que ces évolutions relatives à la programmation (au-delà des évolutions découlant de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016), ne paraissaient pas prioritaires et a invité RTE à instruire des améliorations à la marge du dispositif de programmation, notamment concernant la méthodologie d'élaboration des programmes d'appel et des programmes de marche et leur découpage temporel<sup>48</sup>.

## 2.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

### Modèle de sûreté français

Seuls trois acteurs sont favorables à la suppression du « *modèle marges* » et à la constitution des réserves par contractualisation uniquement ; ils mettent en avant l'absence d'incitation à utiliser des produits standards pour le GRT, et l'interaction avec les marchés infra journaliers. Un acteur demande une analyse quantitative de l'efficacité de ce modèle.

La majorité des acteurs ne remet donc pas en cause ce modèle mais souhaite des améliorations :

- un renforcement de la transparence du fonctionnement de ce modèle, avec la publication d'un plus grand nombre de données (notamment : évaluation des marges requises et constatées par RTE, caractéristiques des offres filtrées ou activées pour causes marges et congestions) à une fréquence régulière ;
- la mise en œuvre d'un régime de compensation pour les offres qui sont dans la préséance économique, mais ne sont pas activées pour cause marges, ou dont l'activation pour cause marges pourrait générer une perte d'opportunité sur les marchés intégrés d'équilibrage.

### Dispositif de programmation

Une majorité d'acteurs est opposée aux évolutions du dispositif de programmation proposées par RTE et donc favorable à la proposition de la CRE de ne pas les mettre en œuvre, estimant que ces évolutions engendreraient une complexité opérationnelle et donc des coûts importants, pour des bénéfices non avérés.

RTE souligne la nécessité d'adapter le dispositif de programmation aux nouveaux enjeux du système électrique. Il estime que le dispositif en vigueur doit être renforcé pour donner au GRT la visibilité indispensable au maintien d'une approche proactive de l'équilibrage. Il considère que c'est la performance du dispositif de programmation qui rend possible le « *modèle marges* » et les bénéfices économiques qui en résultent pour la collectivité. Dès lors, selon RTE, une incomplétude du dispositif de programmation serait de nature à rendre impossible, à terme, le maintien de ces principes.

## 2.2.3 Orientations de la CRE

### Modèle de sûreté français

#### Analyse

La CRE constate que le « *modèle marges* » représente l'un des fondamentaux de la gestion de l'équilibrage en France et qu'un tel dispositif n'est pas remis en cause par le règlement européen relatif à l'équilibrage. Elle constate également que ce modèle permet au GRT français de contractualiser un volume réduit de réserves par rapport à la taille du pays, comparé à ses homologues.

Par ailleurs, le maintien de ce modèle n'empêche pas le développement des échanges d'énergie prévus par ce règlement. La CRE souhaite cependant s'assurer que ce modèle, outre sa capacité à optimiser les coûts d'équilibrage à court terme dans les meilleures conditions de sûreté du système électrique, renvoie aux acteurs des incitations adaptées au développement des flexibilités nécessaires.

Ce modèle requiert en outre que RTE puisse, comme cela est permis par le règlement européen relatif à l'équilibrage :

<sup>48</sup> Les programmes d'appel et les programmes de marche élaborés par les responsables de programmation au pas de 30 minutes pourraient être redécoupés par RTE à un pas de temps plus fin.

- d'une part, activer en amont de la fenêtre opérationnelle des produits spécifiques visant à reconstituer des marges. Ces offres sont majoritairement issues de moyens peu flexibles (à délais de mobilisation longs) qui n'auraient donc pu être valorisées sous forme de produits standards sur les plateformes européennes (délais de mobilisation inférieurs ou égaux à 30 minutes). Dans ce cas, la rémunération de ces offres peut engendrer un coût additionnel pour le système<sup>49</sup>. Dans le cas contraire, si des produits flexibles avaient pu être offerts sous forme standard, dans la préséance économique d'une plateforme européenne et rémunérés au prix marginal, une action pour cause marges (sous forme de produit spécifique) génère une perte d'opportunité pour l'acteur qui perçoit une rémunération au prix d'offre ;
- d'autre part, filtrer des offres standards flexibles qui ne seront pas partagées sur les plateformes de réserves européennes (telle que TERRE). Dans le cas où ces offres auraient pu être sélectionnées dans la préséance économique sur ces plateformes, cette action :
  - peut augmenter le prix marginal résultant de la préséance économique sur ces plateformes et donc augmenter les coûts d'équilibrage des GRT utilisant ces plateformes ;
  - génère une perte d'opportunité pour les acteurs ayant déposé les offres filtrées qui auraient dû être activées dans la préséance économique sur les plateformes, qui ne sont pas par ailleurs certains de voir leurs offres finalement activées et rémunérées par RTE.

La méthodologie de calcul des marges et de filtrage des offres devra donc être décrite de manière transparente par RTE dès 2017, dans le cadre de la finalisation de l'architecture de marché du projet TERRE. Ces éléments ont fait l'objet de présentations de RTE dans le cadre de la concertation en cours sur les règles MA-RE v9.

Au vu des conséquences de ces actions sur le gisement d'offres standards qui ne seront pas partagées sur les plateformes de réserves européennes, la CRE estime qu'il est indispensable de quantifier le volume d'offres concernées, ses conséquences sur les échanges d'énergie pouvant être effectués sur des plateformes, sur la formation du prix marginal par réserve et donc sur les coûts de l'équilibrage.

Afin de conforter l'analyse qualitative du fonctionnement du modèle français présentée dans le livre vert de RTE, la CRE demande donc à RTE de fournir des éléments quantitatifs intégrant l'ensemble des coûts du « modèle marges ». Ces coûts devront être mis en comparaison de l'ensemble des coûts associés au modèle alternatif de constitution, en amont de l'échéance journalière, de la totalité des réserves nécessaires pour assurer l'équilibrage (dit « modèle réserves »). La CRE estime que les gains liés au « modèle marges » mis en œuvre par RTE pourraient être plus importants lorsque la contractualisation des réserves est effectuée à long terme (échéance annuelle voire hebdomadaire), par rapport à une échéance de contractualisation journalière. Elle demande donc à RTE de distinguer dans son analyse les échéances de contractualisation des réserves considérées.

En outre, la CRE demande à RTE d'approfondir les conséquences du fonctionnement de ce modèle parallèlement au déroulement des marchés infra journaliers transfrontaliers. RTE a en effet décrit de manière qualitative, dans son livre vert<sup>50</sup>, les inefficacités du « modèle marges » liées au risque d'erreur de la marge disponible lorsque des variations de flux aux interconnexions (imports ou exports) ont lieu après l'échéance de l'étude de marge.

Enfin, la CRE a décidé dans sa délibération 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (« TURPE 5 HTB ») que des indicateurs de suivi des volumes activés sur le mécanisme d'ajustement pour les motifs de reconstitution des services système et des marges seraient mis en place. Elle estime que la publication des indicateurs définis au paragraphe 4.8.1 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2017 répond à cet objectif (en particulier les indicateurs 34 à 37).

### Orientations

La CRE propose de maintenir le « modèle marges ».

La CRE demande à RTE, d'ici la notification de la proposition d'architecture commune du projet TERRE (4<sup>ème</sup> trimestre 2017), de décrire finement la méthodologie de calcul des marges et de filtrage des offres qui affecteront le partage des produits standards sur la plateforme TERRE, et de mener une étude quantitative analysant *a minima* les éléments suivants :

- une estimation des coûts qui seraient associés au passage du « modèle marges » à un « modèle réserves » en France ;
- les volumes concernés, constatés sur l'historique et estimés pour le futur avec la mise en œuvre du règlement européen relatif à l'équilibrage, pour :

<sup>49</sup> Prix de l'offre spécifique appelée – prix marginal d'équilibrage, si cette différence est positive.

<sup>50</sup> Chapitre 7.1.2.3 du livre vert.



- les offres activées pour cause marges, et le moment de leur activation ;
- les offres spécifiques bloquées dans la préséance économique pour cause marges ;
- le gisement d'offres standards qui ne seraient pas partagées sur les plateformes de réserves européennes telle que TERRE afin de maintenir les marges de RTE ; ces éléments devront en particulier être pris en compte dans l'analyse coûts/bénéfices du projet TERRE (cf. partie 2.1.3) ;
- une estimation des montants, sur l'historique et pour le futur avec la mise en œuvre du règlement européen relatif à l'équilibrage, relatifs :
  - aux activations hors préséance économique pour cause marges ;
  - aux effets sur le prix marginal d'équilibrage du filtrage pour cause marge d'offres d'ajustement, et des montants associés (rémunération de l'ensemble des offres d'équilibrage à un prix éventuellement plus élevé) ;
  - à la perte d'opportunité pour les offres bloquées dans la préséance économique pour cause marges, en particulier pour les offres standards qui auraient été activées sur les plateformes de réserves européennes telle que TERRE ;
  - le cas échéant, à la perte d'opportunité pour les offres spécifiques activées pour cause marges et rémunérées au prix d'offre, mais qui auraient pu être valorisées sous forme d'offres standards sur les plateformes de réserves européennes telle que TERRE, et rémunérées au prix marginal.

La CRE invite RTE à associer les acteurs de marché aux hypothèses et aux choix de modélisation qui seront utilisés pour l'ensemble de ces études.

En fonction des résultats de ces études, la CRE pourra être amenée à prendre fin 2017 / début 2018 des décisions d'évolution sur le « *modèle marges* », concernant notamment un régime de compensation pour les offres standards non transmises aux plateformes et qui auraient dû être activées dans la préséance économique.

La CRE demande à RTE d'améliorer la transparence du fonctionnement du « *modèle marges* », et liste à cet effet les données qu'elle souhaite voir RTE publier dans la partie 2.11.

## Dispositif de programmation

### Analyse

La CRE considère, à l'issue de la consultation publique, que des évolutions significatives du dispositif de programmation ne paraissent pas prioritaires, à l'exception de la déclinaison de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016.

La CRE note que le pas de programmation devra à terme être mis en cohérence avec l'évolution du pas de règlement des écarts, au moment où celui-ci sera modifié à 15 minutes (cf. partie 2.4.3). D'ici cette échéance, les contraintes associées à la mise en œuvre d'une programmation fine au pas de 5 minutes paraissent lourdes, et les acteurs ne seraient pas incités à déclarer des valeurs différentes sur un pas de temps plus court que sur le pas de temps actuel. Ainsi, la solution privilégiée par la CRE consiste à permettre à RTE d'effectuer un découpage temporel des programmes de marche et d'appel cohérent avec la mise en œuvre du projet TERRE (5 minutes si cela est pertinent) sans imposer que la déclaration à ce pas de temps soit effectuée par les acteurs de marché.

Concernant l'extension du dispositif de programmation à de nouvelles capacités (consommateurs raccordés au RPT, fournisseurs), la CRE estime que celle-ci ne saurait être imposée en l'absence de cadre juridique contraignant. Toutefois, la mise en œuvre de nouvelles méthodes de contrôle du réalisé pour les sites de soutirage participant au mécanisme d'ajustement et au dispositif d'échanges de blocs d'effacement (« *NEBEF* »), telle la méthode par prévision de consommation, donnera lieu à la transmission d'information sur la prévision de consommation pour les entités volontairement concernées.

Concernant l'obligation d'offrir la puissance disponible, le règlement européen relatif à l'équilibrage<sup>51</sup> permet au GRT de proposer, dans les règles MA-RE, une mise à disposition obligatoire, par les fournisseurs de service d'ajustement, de leur puissance disponible de production et de leurs autres ressources d'équilibrage, si cela est justifié. Le cadre juridique en vigueur en France<sup>52</sup> encadre déjà cette obligation pour les groupes de production raccordés au RPT. La CRE considère que cette mise à disposition obligatoire ne peut pas être imposée aux capacités qui ne sont pas naturellement disponibles (telles que les effacements de consommation) et dont l'émergence est permise grâce à la rémunération issue d'une contractualisation, telle celle effectuée pour les réserves rapide et complémentaire.

<sup>51</sup> Article 18 (7) (b) et (c) du règlement européen relatif à l'équilibrage.

<sup>52</sup> Article L. 321-13 du code de l'énergie.



### Orientations

La CRE est favorable au maintien du dispositif de programmation et à la déclinaison de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la transmission des programmes d'appel pour les installations raccordées à un RPD, dès 2017 (règles MA-RE v8.3).

La CRE demande à RTE d'instruire :

- en 2017/2018 (règles MA-RE v9, pour mise en œuvre dès le démarrage de TERRE), des améliorations à la marge du dispositif de programmation, tel le découpage temporel des programmes d'appel et des programmes de marche, afin de le rendre compatible avec la déclinaison du projet TERRE. Ces améliorations devront être mises en œuvre après concertation avec les acteurs de marché, et ne devront pas générer des contraintes additionnelles lourdes pour les acteurs ;
- d'ici 2020/2021, une évolution du pas de programmation afin de le rendre cohérent avec le pas de règlement des écarts.

## **2.3 COORDINATION ENTRE EQUILIBRAGE ET GESTION DES FLUX SUR LE RESEAU**

### **2.3.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE**

RTE gère de façon conjointe et coordonnée, d'une part, l'équilibrage entre la production et la consommation, et d'autre part, la gestion des flux sur le réseau et les congestions locales. Le mécanisme n'est pas segmenté par usage, et lorsque RTE active une offre pour équilibrer le système, il analyse simultanément son impact sur le réseau.

RTE souhaite maintenir ces principes et propose de les adapter au cadre de partage des offres d'énergie d'équilibrage sur des plateformes de réserves européennes, notamment par la définition d'un processus permettant de limiter l'activation des offres générant des contraintes, à différentes étapes du processus européen de partage des produits standards.

Par ailleurs, la transition énergétique et le développement des flexibilités raccordées à un RPD pose la question de la coordination entre RTE et les GRD de telles flexibilités, dans la perspective de (i) traiter les éventuels conflits d'usage et (ii) utiliser ces flexibilités pour tout besoin (réseau RPD mais aussi équilibrage et réseau RPT) sans les segmenter.

Dans son analyse préliminaire, la CRE a proposé :

- le maintien de la gestion coordonnée de l'équilibrage et des flux sur le réseau ;
- de demander à RTE de clarifier dès 2017 l'interaction de l'utilisation prioritaire des offres d'équilibrage standards et de cette gestion coordonnée s'appuyant sur des produits spécifiques ;
- l'étude de la mise en œuvre d'une compensation financière pour les offres non activées pour cause de congestion, dès 2017 ;
- l'instruction, dès 2018, de la gestion coordonnée des flexibilités raccordées à un RPD entre gestionnaires de réseaux.

### **2.3.2 Synthèse des réponses à la consultation publique**

Les acteurs sont majoritairement favorables au maintien de la gestion intégrée de l'équilibrage et des flux sur le réseau. Ils demandent cependant des évolutions complémentaires de ce modèle, similaires aux demandes formulées sur le « *modèle marges* » :

- une plus grande transparence des actions prises par le GRT lorsqu'il filtre ou active des offres pour cause réseau ;
- la mise en œuvre d'un régime de compensation pour les offres qui sont dans la préséance économique, mais ne sont pas activées pour cause réseau.

Sur ce dernier point, deux acteurs soulignent cependant la nécessité de garde-fous pour les supports d'offres<sup>53</sup> mono-sites situés dans une zone congestionnée, qui seraient incités à déposer systématiquement des offres afin de recevoir une compensation sans être activés.

<sup>53</sup> Cf. partie 2.8.

Un acteur considère par ailleurs que les coûts de congestion sont aujourd'hui partiellement masqués dans la mesure où le filtrage d'offres pour cause congestion peut affecter la préséance économique.

Une majorité d'acteurs rappelle également que le coût des congestions ne doit pas être imputé aux RE.

Les GRD souhaitent prioriser la prise en compte des contraintes des GRD, lors de l'activation par le GRT de flexibilités raccordées à un RPD. Selon eux, l'activation par les GRD de telles flexibilités via le mécanisme d'ajustement est prématurée : il convient de privilégier les expérimentations de services locaux de flexibilité prévues par la LTECV.

### 2.3.3 Orientations de la CRE

#### Analyse

La CRE constate que le modèle intégré de gestion des flux sur le réseau représente l'un des fondamentaux de la gestion du système électrique en France et qu'un tel dispositif n'est pas remis en cause par le règlement européen relatif à l'équilibrage. Par ailleurs, le maintien de ce modèle n'empêche pas la mise en œuvre de ce règlement et notamment le développement des échanges d'énergie.

Toutefois, ce modèle requiert que RTE puisse, comme cela est permis par ce règlement :

- d'une part, activer en amont de la fenêtre opérationnelle des produits spécifiques visant à lever des congestions, en contractualisant éventuellement de la flexibilité en amont de l'échéance journalière (contrats dits « *amont J-1* »). Si de tels produits avaient pu être offerts sous forme standard, dans la préséance économique d'une plateforme européenne et rémunérés au prix marginal, cette action générerait une perte d'opportunité pour l'acteur qui perçoit une rémunération au prix d'offre, et pourrait augmenter le prix marginal issu de la plateforme. Si de tels produits sont en dehors de la préséance économique, leur rémunération engendre un coût additionnel pour le système<sup>54</sup> ;
- d'autre part, bloquer des offres d'énergie d'équilibrage, sous forme de produits standards ou de produits spécifiques, avant ou en dernier recours après leur transmission aux plateformes de réserves européennes (telle que TERRE). A ce titre, la CRE a accueilli favorablement la proposition de RTE clarifiant le processus permettant de limiter l'activation des offres générant des contraintes sur le réseau. Ces actions :
  - peut augmenter le prix marginal résultant de la préséance économique sur ces plateformes et donc augmenter les coûts d'équilibrage des GRT utilisant ces plateformes ;
  - génère une perte d'opportunité pour les acteurs ayant déposé les offres filtrées qui auraient dû être activées dans la préséance économique sur les plateformes.

Ce modèle a donc des conséquences sur le gisement d'offres standards qui ne seront pas partagées sur les plateformes de réserves européennes. La CRE estime qu'il est indispensable de quantifier le volume d'offres concernées, ses conséquences sur les échanges d'énergie pouvant être effectués sur des plateformes, sur la formation du prix marginal par réserve et donc sur les coûts de l'équilibrage.

Concernant la mise en œuvre d'un régime de compensation pour les offres bloquées dans la préséance économique pour cause réseau, la CRE estime que ce sujet doit faire l'objet d'une instruction approfondie, visant notamment à éviter les effets d'aubaine pour des offres constituées d'un unique site générant systématiquement une congestion.

Par ailleurs, il convient que RTE assure une transparence suffisante sur la gestion intégrée de l'équilibrage et des congestions, afin de s'assurer que ce modèle permette de transmettre des signaux économiques pertinents pour le développement de flexibilités là où elles sont les plus utiles. RTE propose à cet effet de communiquer sur les congestions récurrentes et/ou structurelles. Cette communication pourrait prendre la forme d'une carte identifiant les zones géographiques les plus pertinentes pour l'agrégation de flexibilités.

Enfin, la CRE considère que le sujet de l'interaction entre RPT et RPD pour la gestion des mécanismes d'équilibrage revêt une importance particulière dans le cadre de la transition énergétique. Deux questions devront être instruites dès 2018/2019 (règles MA-RE v10) :

- la coordination entre GRT et GRD lors de l'activation par le GRT, pour les besoins du RPT (équilibrage ou réseau) de flexibilités raccordées à un RPD. Depuis 2005, les capacités raccordées à un RPD ont été progressivement intégrées à l'équilibrage, jusqu'à constituer aujourd'hui un mode courant d'activation. A terme, une participation plus large des flexibilités locales au système électrique pourrait générer des contraintes sur le RPD et nécessitera la mise en place de mécanismes appropriés pour traiter de telles contraintes ;

<sup>54</sup> Prix de l'offre spécifique appelée – prix marginal d'équilibrage, si cette différence est positive.

- la contribution éventuelle de services locaux de flexibilité, selon les expérimentations permises par l'article 199 de la LTECV, aux besoins d'équilibrage, et les modalités spécifiques d'intégration de telles capacités aux mécanismes d'équilibrage nationaux.

### *Orientations*

La CRE propose de maintenir le modèle de gestion intégrée des flux sur le réseau et l'utilisation d'un unique vivier d'offres, tout en veillant à ce que ce modèle transmette des signaux économiques pertinents pour le développement de flexibilités là où elles sont nécessaires. A cet effet, la CRE demande à RTE de communiquer sur les congestions récurrentes et/ou structurelles sur son réseau, par exemple sous la forme d'une carte identifiant les zones géographiques les plus pertinentes pour l'agrégation de flexibilités.

La CRE demande à RTE de mener, d'ici la notification de la proposition d'architecture commune du projet TERRE (4<sup>ème</sup> trimestre 2017), une étude quantitative analysant *a minima* les éléments suivants :

- les volumes concernés, constatés sur l'historique et estimés pour le futur avec la mise en œuvre du règlement européen relatif à l'équilibrage, pour :
  - les offres activées pour cause réseau, et le moment de leur activation ;
  - les offres spécifiques bloquées dans la préséance économique pour cause réseau ;
  - le gisement d'offres standards qui ne seraient pas partagées sur les plateformes de réserves européennes telle que TERRE afin de maintenir la gestion des flux sur le réseau de RTE ; ces éléments devront en particulier être pris en compte dans l'analyse coûts/bénéfices du projet TERRE (cf. partie 2.1.3) ;
- une estimation des montants, sur l'historique et pour le futur avec la mise en œuvre du règlement européen relatif à l'équilibrage, relatifs :
  - aux activations hors préséance économique pour cause réseau et aux coûts des contrats « *amont J-1* » ;
  - aux effets sur le prix marginal d'équilibrage du filtrage pour cause congestions d'offres d'ajustement, et des montants associés (rémunération de l'ensemble des offres d'équilibrage à un prix éventuellement plus élevé) ;
  - à la perte d'opportunité pour les offres bloquées dans la préséance économique pour cause réseau, en particulier pour les offres standards qui auraient été activées sur les plateformes de réserves européennes telle que TERRE ;
  - à la perte d'opportunité pour les offres spécifiques activées pour cause réseau et rémunérées au prix d'offre, mais qui auraient pu être valorisées sous forme d'offres standards sur les plateformes de réserves européennes telle que TERRE, et rémunérées au prix marginal.

La CRE invite RTE à associer les acteurs de marché aux hypothèses et aux choix de modélisation qui seront utilisés pour l'ensemble de ces études.

En fonction des résultats de ces études, la CRE pourra être amenée à prendre fin 2017 / début 2018 des décisions d'évolution sur le modèle de gestion intégrée des flux sur le réseau, concernant notamment un régime de compensation pour les offres standards non transmises aux plateformes et qui auraient dû être activées dans la préséance économique.

La CRE demande à RTE d'améliorer la transparence du fonctionnement du modèle de gestion intégrée des flux sur le réseau, et liste à cet effet les données qu'elle souhaite voir RTE publier dans la partie 2.11.

En outre, la CRE demande à RTE et aux GRD d'instruire dès 2018/2019 (règles MA-RE v10) la question de la gestion coordonnée entre gestionnaires de réseaux des flexibilités raccordées à un RPD.

## 2.4 ROLE, INCITATIONS ET LEVIERS DES RESPONSABLES D'EQUILIBRE

### 2.4.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE

Les responsables d'équilibre (ci-après « RE ») ont un rôle important à jouer pour maîtriser les coûts d'équilibrage du système électrique, en particulier dans un contexte d'augmentation des besoins de flexibilité du système électrique dans son ensemble. Ils devront à ce titre bénéficier de davantage de leviers mais aussi être mieux incités à fournir un périmètre équilibré. Une partie des évolutions nécessaires pour y parvenir seront permises par l'introduction des compteurs évolués. Ceux-ci permettront notamment :

- de raccourcir les délais des processus de reconstitution des flux lorsqu'ils sont maintenus ;
- pour les RE, de mieux connaître la consommation de leur portefeuille, et donc d'être en mesure de mieux la prédire.

Concernant l'incitation des RE, RTE a proposé dans son livre vert de conserver la méthode de fixation du prix de règlement des écarts (ci-après « PRE »)<sup>55</sup> entrée en vigueur le 3 avril 2017 et de passer à un pas de règlement des écarts à 15 minutes à l'échéance la plus tardive permise par le règlement européen relatif à l'équilibrage. Depuis la publication du livre vert, une possibilité de dérogation jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2025 (qui n'existait pas auparavant) a été introduite dans le règlement<sup>56</sup>. En outre, l'article 52 de ce règlement impose une harmonisation au niveau européen des méthodes de règlements des écarts mises en œuvre par les GRT et l'utilisation privilégiée d'un PRE symétrique.

Concernant le profilage et la reconstitution des flux, RTE a introduit plusieurs propositions visant à intégrer les nouvelles possibilités offertes par les compteurs évolués et à les exploiter pour renvoyer une incitation individuelle aux RE à s'équilibrer.

Dans son analyse préliminaire, la CRE a proposé :

- de mettre en œuvre un pas de règlement des écarts à 15 minutes à l'échéance la plus tardive possible ;
- d'instruire en 2018 la suppression du « facteur k » et la définition d'un PRE plus incitatif pour une mise en œuvre, le cas échéant, le 1<sup>er</sup> janvier 2020 ;
- de faire évoluer le système de profilage et les processus de reconstitution des flux de façon cohérente avec les autres évolutions proposées dans la feuille de route de l'équilibrage.

### 2.4.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Une majorité d'acteurs s'est prononcée en faveur d'une mise en œuvre d'un pas de règlement des écarts à 15 minutes à l'échéance la plus tardive possible. En revanche, deux acteurs se sont prononcés en faveur d'une mise en œuvre rapide de cette évolution et de nombreux acteurs ont souligné que son calendrier de mise en œuvre devrait être interrogé de façon objective, en prenant en compte plusieurs facteurs dont :

- les approches envisagées par les pays voisins pour mettre en œuvre un pas de règlement des écarts à 15 minutes ;
- les délais nécessaires aux évolutions des systèmes d'information pour l'ensemble des acteurs ;
- le calendrier d'introduction de produits 15 minutes sur les marchés.

La majorité des acteurs s'est exprimée en faveur de la suppression du facteur k afin de définir un PRE unique « pur ». Plusieurs acteurs n'ont pas souhaité s'exprimer sur cette question avant de connaître précisément le mécanisme qui serait mis en place pour assurer la neutralité du compte ajustements-écarts. Un acteur a souhaité attendre un retour d'expérience sur le nouveau PRE avant d'instruire de nouvelles modifications.

La majorité des acteurs est également en faveur de l'instruction d'un passage à un PRE plus incitatif, éventuellement égal au prix marginal (et non au prix moyen pondéré) des prix marginaux des réserves activées. Pour certains acteurs, cette position semble toutefois conditionnée au règlement des fournisseurs de services d'ajustement sur la base de ce même prix. Cette évolution n'avait toutefois pas été proposée par la CRE ni par RTE.

L'ensemble des acteurs souhaiterait une accélération du processus de calcul des écarts. En revanche, l'avis des acteurs concernant le profilage et la reconstitution des flux est plus nuancé. La plupart des fournisseurs opérant sur le marché résidentiel se sont ainsi exprimés en faveur de la méthode de prévision mise en œuvre dans le

<sup>55</sup> Avec un sous-jacent fondé sur le prix moyen des offres activées quel que soit le sens de l'écart du RE (prix de règlement des écarts dit « unique »), et un paramètre de bouclage pour couvrir les coûts qui ne peuvent être affectés individuellement aux RE, le « facteur k ».

<sup>56</sup> Article 62 (9) du règlement européen relatif à l'équilibrage.

système de profilage actuel tout en reconnaissant l'intérêt d'une amélioration des profils, notamment *via* le profilage dynamique. Les fournisseurs opérant sur le haut de portefeuille sont quant à eux favorables à la suppression du profilage *a minima* pour ce type de consommateurs.

### 2.4.3 Orientations de la CRE

#### Le pas et le prix de règlement des écarts

##### Analyse

L'étude conduite par ENTSO-E<sup>57</sup> a conclu que les bénéfices à l'échelle européenne d'un passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes seraient inférieurs aux coûts dans la majorité des scénarios et au mieux légèrement supérieurs dans certains scénarios. Toutefois, pour la France, le résultat serait bénéficiaire dans la majorité des scénarios. Le passage à un pas de règlement des écarts à 15 minutes est en outre une obligation imposée par le règlement européen relatif à l'équilibrage. Cependant, compte tenu de la possibilité de dérogation jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2025 pour la mise en œuvre de ce passage à 15 minutes, la CRE conduira au 2<sup>ème</sup> semestre 2017 une étude afin de déterminer le calendrier de mise en œuvre le plus pertinent. Ce calendrier prendra notamment en compte les contraintes et les coûts d'évolution des systèmes d'information des acteurs de marché et des gestionnaires de réseaux. Ainsi, il apparaît à ce stade qu'un délai de préavis de trois ans *a minima* avant toute évolution devrait être respecté. Les acteurs seront invités à participer activement à cette étude.

La CRE considère que le maintien du facteur *k* ne permet pas la complète mise en œuvre d'un PRE symétrique et est favorable à l'instruction de sa suppression dans le cadre de la proposition d'harmonisation européenne, imposée par l'article 52 du règlement européen relatif à l'équilibrage, que les GRT européens devront développer d'ici 2019 et mettre en œuvre au plus tard en 2021. D'autre part, la CRE considère que la question du calcul du PRE devra faire l'objet d'un examen approfondi. En particulier, afin de renforcer l'incitation financière des RE à être équilibrés, il serait envisageable de fixer le PRE au prix marginal des prix des réserves activées<sup>58</sup> tout en continuant de rémunérer les fournisseurs de services d'ajustement au prix de la réserve pour laquelle ils ont été activés (cf. partie 2.6.3). Une telle évolution serait, le cas échéant, accompagnée de la mise en œuvre d'un mécanisme permettant d'assurer la neutralité financière de RTE vis-à-vis de ses activités d'équilibrage, conformément à l'article 44 du règlement européen relatif à l'équilibrage. Cette question pourra également être instruite en 2019 dans le cadre de la proposition d'harmonisation.

D'autre part, la CRE prend note de l'intention de RTE, exprimée lors de la Commission d'Accès au Marché du 21 avril 2017, de mener dès le 2<sup>ème</sup> trimestre 2017 des travaux sur le fonctionnement des marchés pendant les situations de tension de l'équilibre offre-demande sur le système électrique. Ces travaux traiteront notamment de la responsabilité des RE et du traitement des écarts dans les cas où le GRT fait appel à des mesures d'équilibrage exceptionnelles (interruptibilité, baisse de la tension, délestage...). En effet, le cadre actuel du règlement des écarts ne prend pas en compte le déclenchement de telles mesures. Ainsi, en particulier :

- le coût pour la collectivité des volumes délestés n'est pas intégré dans le PRE. Dans le cadre actuel, le PRE peut même être paradoxalement amené à diminuer en cas de délestage ;
- les volumes délestés par RTE viennent diminuer la consommation des RE concernés, réduisant voire inversant de ce fait l'écart.

La CRE considère que le niveau du PRE devrait progressivement augmenter afin de refléter la tension offre-demande du système électrique. Plus spécifiquement, en cas de délestage, puisque cette situation correspond à un niveau de tension extrême du système électrique, la CRE considère qu'il convient d'instruire le relèvement du PRE à un niveau que les travaux de RTE permettront de déterminer. D'autre part, la CRE considère qu'une méthodologie devra être développée afin que le calcul des écarts des RE tienne compte des volumes délestés sur chaque périmètre. En outre, une partie de ces dispositions devront être définies dans le cadre de la mise en œuvre du code de réseau « *Emergency and Restoration* »<sup>59</sup>.

##### Orientations

La CRE conduira une étude au 2<sup>ème</sup> trimestre 2017 pour déterminer le calendrier le plus pertinent pour le passage à un pas de règlement des écarts à 15 minutes. Cette évolution pourrait intervenir dès 2021, et au plus tard en 2025.

<sup>57</sup> Cf. annexe.

<sup>58</sup> L'instruction de cette question pourra déterminer si une situation intermédiaire (prix marginal partiel des prix des réserves activées) est plus pertinente.

<sup>59</sup> <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes>.

La CRE demande à RTE d'instruire en 2019 la suppression du facteur k et la définition d'un PRE plus incitatif, pour une mise en œuvre éventuelle au plus tard en 2021.

Enfin, la mise en place d'un système de règlement des écarts prenant en compte l'activation de mesures exceptionnelles par RTE sera instruite en 2017 et pourra intervenir en 2019.

### Evolutions relatives au profilage

#### Analyse

Du fait du manque d'informations techniquement disponibles, la consommation des sites ne disposant pas de courbe de charge est estimée grâce à la méthode du profilage. La consommation profilée représente plus de la moitié de la consommation nationale.

Comme toute méthode statistique, le profilage conduit à des erreurs de prévision sur la forme des consommations entre deux relevés. L'arrivée des compteurs évolués, qui permettent l'utilisation d'index relevés plus fréquemment voire l'utilisation de courbes de charges pour la reconstitution des flux, ainsi que le développement d'offres de fourniture plus variées, introduit de nouvelles perspectives.

Les règles relatives au profilage et à la reconstitution des flux conduisent à mutualiser en grande partie la forme de la courbe de charge entre les sites profilés, mais également entre les sites profilés et les pertes des GRD. Cette mutualisation contribue à la prévisibilité de la consommation profilée affectée à un RE, qui ne doit prévoir que des éléments relatifs à la consommation nationale (température et coefficient de calage national) et non pas à l'échelle de son propre périmètre.

Par ailleurs, seuls des relevés d'index strictement antérieurs à la période de consommation considérée sont utilisés pour estimer la consommation des clients profilés lors du processus « écarts », sur laquelle le RE est incité à s'équilibrer. La phase de « *réconciliation temporelle* », plus précise, utilise des relevés d'index de part et d'autre de la période de consommation considérée. Elle est cependant moins incitative pour les RE, les écarts calculés lors de cet étape étant réglés au prix spot et non pas au PRE. Les règles actuelles n'incitent donc pas les RE à équilibrer leur périmètre sur l'estimation de la consommation de leurs clients profilés en « *réconciliation temporelle* », pourtant plus précise. La CRE considère donc que la phase de « *réconciliation temporelle* » doit également être réglée au PRE.

De plus, l'utilisation de profils nationaux pourrait induire des transferts non justifiés, entre deux fournisseurs proposant des offres de même structure, donc affectées au même profil, mais dont les clients auraient des comportements différents (par exemple, du fait de coefficients tarifaires accentuant plus ou moins la différenciation entre les plages temporelles). Enfin, elle ne permet pas de rendre compte des actions de maîtrise de la pointe menées par un fournisseur qui passeraient par des incitations à l'efficacité énergétique ou des services d'aide à la maîtrise de la demande, allant au-delà des seules incitations tarifaires.

Les compteurs évolués permettront, une fois déployés à un niveau suffisant, d'estimer la consommation d'un ensemble d'utilisateurs à partir d'une mesure de la consommation d'un panel statistique représentatif de ce groupe. Cette méthode, développée par Enedis, conduit à l'élaboration de profils « *dynamiques* » par groupe d'utilisateurs, par opposition aux profils « *statiques* » utilisés actuellement (définis *ex-ante* de plusieurs mois à plusieurs années à l'avance). Les profils « *dynamiques* » sont établis après le temps réel à partir d'un panel représentatif de courbes de charge mesurées. Ils permettent donc de prendre en compte tous les effets qui ne peuvent pas être rendus finement par les profils « *statiques* » qui, par construction, ne peuvent rendre compte que du caractère périodique et d'une sensibilité linéaire par rapport à la température des consommations. Les profils « *dynamiques* » permettront ainsi d'estimer de façon beaucoup plus précise la consommation des sites profilés, incitant ainsi les RE à équilibrer leur périmètre sur la base de la consommation réelle de leurs clients.

Les profils « *dynamiques* » pourraient, par ailleurs, être différents pour chaque offre tarifaire de chaque RE, pour rendre compte finement des caractéristiques de consommation d'un groupe d'utilisateurs donné et des éventuelles actions de maîtrise de la pointe menées par le RE.

La CRE considère que si un tel traitement diminuait la contribution de ces utilisateurs à l'erreur globale du profilage, alors il pourrait être envisagé de les exonérer du coefficient de calage national. Elle demande donc à Enedis de proposer à tout acteur en faisant la demande un profilage dynamique spécifique à son offre tarifaire, non facturé, et d'étudier la pertinence de ne pas soumettre les RE acceptant un profilage dynamique par offre tarifaire au coefficient de calage national.

Enfin, afin d'apporter une information plus proche du temps réel aux RE pour leur permettre d'adapter leurs prévisions, la CRE estime que le processus « écarts » pourrait être mené plus rapidement : un premier calcul pourrait être communiqué aux RE une semaine après le temps réel au lieu de trois semaines actuellement.



### Orientations

La CRE demande à RTE de faire évoluer les règles du dispositif de RE, afin que les énergies rectifiées durant le processus de « *réconciliation temporelle* » soient réglées par les RE au PRE, et non plus au prix *spot*. La CRE demande à RTE de formuler une proposition de calendrier de mise en œuvre de cette mesure, établie en concertation avec les acteurs. En tout état de cause, le règlement des énergies rectifiées durant le processus de « *réconciliation temporelle* » au PRE devra intervenir au plus tard pour la période de consommation débutant le 1<sup>er</sup> juillet 2018.

Afin de permettre aux RE d'adapter leurs prévisions d'écart au plus proche du temps réel, la CRE demande à RTE et aux GRD d'avancer le premier calcul des écarts des RE à une semaine après le temps réel, au plus tard en 2019. Elle demande à RTE d'étudier des modalités de simplification des procédures de publication des données nécessaires au calcul des écarts par les GRD desservant moins de 100 000 clients.

La CRE, dans sa délibération du 2 mars 2017 portant approbation de la section 2 des règles MA-RE<sup>60</sup>, a recommandé à Enedis d'instruire dans le cadre des groupes de concertation :

- la généralisation du traitement en reconstitution des flux sur la base de la courbe de charge, pour les utilisateurs raccordés en basse tension de puissance supérieure à 36 kVA et en HTA ;
- le calendrier et les modalités de mise en œuvre du profilage « *dynamique* » lors des deux étapes de la reconstitution des flux (processus « *écarts* » et « *réconciliation temporelle* »).

Ces recommandations ont recueilli des réponses favorables de certains acteurs et vont dans le sens d'une plus grande responsabilisation des RE. La CRE demande donc à Enedis d'élaborer avec les parties prenantes une proposition de calendrier et de modalités :

- de mise en œuvre du profilage « *dynamique* »,
- de généralisation de la reconstitution des flux sur la base des courbes de charge pour les domaines de tension BT > 36 kVA et HTA.

Enedis transmettra à la CRE cette proposition dans les six mois suivant la publication de la présente délibération ; le calendrier pourra éventuellement prévoir une généralisation étalée dans le temps, par pallier de puissance.

Enfin, la CRE demande à Enedis d'étudier, d'ici le début de l'année 2019, la possibilité de proposer aux RE la reconstitution des consommations de leurs clients sur la base de profils « *dynamiques* » établis à partir d'un panel de leurs propres clients, pour chacune de leurs offres tarifaires. Ce mode de reconstitution pourrait donner lieu à une exonération du coefficient de calage national, dans la mesure où un tel mode de reconstitution pourrait permettre de réduire la contribution de ces utilisateurs à l'écart national de profilage.

<sup>60</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 mars 2017 portant approbation de la section 2 des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/responsable-d-equilibre2>.

## 2.5 CARACTERISTIQUES DES PRODUITS STANDARDS

### 2.5.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE

Aujourd'hui, les offres d'ajustement en France ne sont pas standardisées : le mécanisme d'ajustement français repose sur des offres aux caractéristiques hétérogènes *via*, d'une part, un système implicite pour les groupes de production raccordés au RPT<sup>61</sup> et, d'autre part, des offres explicites formulées librement par les fournisseurs de services d'ajustement.

Le règlement européen relatif à l'équilibrage fonde l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage sur la standardisation des produits échangés et prescrit ainsi :

- l'établissement de produits standards par les GRT, pouvant être révisés tous les deux ans<sup>62</sup>. Les GRT pourront continuer à utiliser des produits spécifiques, mais seront encouragés à limiter leur utilisation : ils devront notamment justifier tous les deux ans l'utilisation de ces produits<sup>63</sup> ;
- la mise en place de trois plateformes européennes<sup>64</sup>, une par processus (réserve secondaire, réserve rapide et réserve complémentaire) permettant aux GRT d'échanger ces produits standards.

La France participe activement aux travaux d'établissement de ces plateformes (cf. partie 1.2.2.2), dont :

- la plateforme TERRE qui prévoit l'échange d'un produit standard de réserve complémentaire (RR) unique ayant un délai de mobilisation de 30 minutes. Cette initiative permet d'anticiper l'exigence du règlement européen relatif à l'équilibrage de mise en œuvre d'une telle plateforme, au plus tard 24 mois après l'entrée en vigueur du règlement européen relatif à l'équilibrage ;
- la plateforme MARI qui prévoit l'échange d'un produit standard de réserve rapide ayant un délai de mobilisation inférieur à 15 minutes. Cette initiative permet d'anticiper l'exigence du règlement européen relatif à l'équilibrage de mise en œuvre d'une telle plateforme, au plus tard 48 mois après l'entrée en vigueur du règlement européen relatif à l'équilibrage.

RTE a proposé, dans son livre vert, qu'un unique produit standard soit défini pour chacune des réserves d'équilibrage. Les fournisseurs de services d'ajustement seraient incités à fournir des produits de réserve tertiaire ayant un profil en puissance identique à celui des produits journaliers et infra journaliers échangés aux frontières par les GRT, c'est-à-dire un profil de puissance de forme trapézoïdale<sup>65</sup>.

Le règlement européen relatif à l'équilibrage prescrit que les offres standards de réserve secondaire seront activées selon la préséance économique<sup>66</sup>. RTE a proposé d'instruire dès 2017 la mise en œuvre, au 1<sup>er</sup> trimestre 2020, en France, d'une activation de la réserve secondaire selon la préséance économique. Dans le cadre de la définition du produit standard de réserve secondaire, RTE a proposé également d'instruire la faisabilité d'un passage<sup>67</sup> à un délai de mobilisation (ci-après « DMO ») de 300 secondes ou de 450 secondes, qui sont les deux principales durées de mobilisation en Europe<sup>68</sup>.

Dans son analyse préliminaire, la CRE :

- a souligné l'importance d'assurer une cohérence entre les travaux français et européens concernant les produits standards ;
- s'est dite favorable à la définition d'un gabarit cible pour les produits standards manuels et à l'harmonisation européenne, dans la limite du possible, des principes d'incitations financières associées à ce gabarit ;
- s'est dite favorable à la proposition de RTE de sélectionner les offres de réserve secondaire selon la préséance économique, à un niveau national ou régional ;
- a soutenu l'utilisation prioritaire des produits standards, accompagnée d'un recours aux produits spécifiques de manière encadrée.

<sup>61</sup> Les groupes de production raccordés au RPT ont l'obligation de fournir leur puissance disponible sur le mécanisme d'ajustement.

<sup>62</sup> Article 25 du règlement européen relatif à l'équilibrage.

<sup>63</sup> Article 26 (2) du règlement européen relatif à l'équilibrage.

<sup>64</sup> Articles 19, 20, 21 du règlement européen relatif à l'équilibrage.

<sup>65</sup> Avec des pentes de 10 minutes chevauchant le début et la fin d'un pas de règlement des écarts.

<sup>66</sup> Article 21 (2) du règlement européen relatif à l'équilibrage.

<sup>67</sup> Le DMO actuel sur la réserve secondaire est de 400 secondes en France.

<sup>68</sup> Cf. p 39 de l'étude réalisée pour ENTSO-E « *Impact of Merit Order activation of automatic Frequency Restoration Reserves and harmonised Full Activation Time* », 29 février 2016 :

[https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/balancing\\_ancillary/160229\\_Report\\_aFRR\\_study\\_merit\\_order\\_and\\_harmonising\\_FAT\\_\(vs\\_1.2\).pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/balancing_ancillary/160229_Report_aFRR_study_merit_order_and_harmonising_FAT_(vs_1.2).pdf)

## 2.5.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Les acteurs se sont exprimés favorablement à l'utilisation d'un nombre limité de produits standards par type de réserve. Plusieurs ont cependant émis des réserves sur la définition de ces derniers, et ont demandé à maintenir l'utilisation de produits spécifiques afin de ne pas entraîner de baisse de participation de leurs entités au mécanisme d'ajustement.

De nombreux acteurs se sont exprimés favorablement à une forme identique entre les produits standards échangés par les GRT et les produits que les fournisseurs de services d'ajustement seront incités à livrer localement, ce qui contribuera à un traitement équitable entre les acteurs européens. Les acteurs ont toutefois émis des réserves sur la forme demandée ainsi que les caractéristiques techniques (délai de mobilisation, durée minimale de l'offre,...) des produits standards, qui auront un impact sur le gisement d'offres. Cinq acteurs ont fourni une estimation quantifiée de l'impact sur le gisement dans leur portefeuille d'un passage aux produits standards pour la réserve tertiaire. Un acteur a en particulier noté que la contrainte de délai d'utilisation minimale envisagée pour le produit standard d'énergie de réserve rapide pourra limiter le gisement d'offres hydrauliques disponibles pour cette réserve.

Enfin, la proposition de sélectionner les offres de réserve secondaire selon la préséance économique au niveau national ou régional, avant la mise en œuvre de la plateforme européenne d'échanges de produits standards de réserve secondaire prévue en 2022, a été plébiscitée par les acteurs.

## 2.5.3 Orientations de la CRE

### Produits standards

#### Analyse

Il existe actuellement une grande diversité de produits offerts sur le mécanisme d'ajustement. La CRE considère que le produit standard est le meilleur vecteur d'intégration des marchés européens de l'équilibrage. Il permettra des échanges fondés sur un terrain de jeu équitable entre tous les acteurs, sans pour autant obliger les GRT à uniformiser leur processus d'équilibrage. La CRE considère que ces produits devront être utilisés de manière prioritaire pour l'équilibrage du système par le GRT.

La définition d'un produit standard implique des critères techniques communs (délai de mise en œuvre, durée d'utilisation minimale et maximale,...) pour l'ensemble des acteurs européens. La définition de plusieurs produits standards par type de réserve pourrait faciliter la participation de davantage de capacités à une réserve donnée, mais génèrerait une plus grande complexité en termes d'activation des offres et de sélection entre les différentes listes de préséance économique communes associées. En outre, la CRE estime que le fait de définir un nombre très limité de produits standards, voire un unique produit standard, par type de réserve, permettra de concentrer la liquidité sur les plateformes européennes.

Il est par ailleurs primordial d'assurer une cohérence entre les travaux français et européens concernant les produits standards, notamment sur la définition de produits standards par processus et l'enchaînement de ces produits. Les acteurs européens ont été récemment invités à s'exprimer dans le cadre d'une enquête réalisée par ENTSO-E (en mai 2017) sur la définition des produits standards de réserve secondaire (ci-après « *aFRR* »<sup>69</sup>) et de réserve tertiaire rapide (ci-après « *mFRR* »<sup>70</sup>) et de RR.

#### Orientations

La CRE est favorable à la définition d'un unique produit standard par type de réserve, et à leur utilisation prioritaire.

La CRE demande à RTE de continuer à participer activement aux travaux européens de définition des produits standards et des caractéristiques des plateformes européennes.

La CRE invite les acteurs français à participer activement à ces travaux au niveau européen, notamment *via* le « *Balancing Stakeholders Group* », le groupe de concertation européen sur l'équilibrage.

<sup>69</sup> « *automatic Frequency Restoration Reserves* » est l'appellation désignant en anglais la réserve secondaire.

<sup>70</sup> « *manual Frequency Restoration Reserves* » est l'appellation désignant en anglais la réserve rapide.

**Produits standards et plateformes européennes de réserves tertiaires (RR et mFRR)****Analyse**

La CRE note que RTE souhaite échanger aux frontières des produits standards manuels trapézoïdaux ayant une pente de 10 minutes, identiques au produit échangé physiquement par les GRT<sup>71</sup> aux échéances journalière et infra journalière. RTE souhaite que les fournisseurs de services d'ajustement lui livrent la même forme de produits, ce qui aura un impact sur :

- le « *D<sub>omin</sub>* »<sup>72</sup>, le « *D<sub>omax</sub>* »<sup>73</sup> et le DMO des produits<sup>74</sup> ;
- les conditions de concurrence entre les fournisseurs de services d'ajustement européens, en fonction des incitations financières à livrer un produit de forme trapézoïdale, qui seraient définies au niveau national par chaque GRT.

La consultation publique de la CRE a mis en valeur les caractéristiques envisagées pour les produits standards d'énergie de réserves rapide et complémentaire (D<sub>omin</sub>, D<sub>omax</sub>, DMO). Le produit demandé aux fournisseurs de services d'ajustement français, de forme trapézoïdale, contribuera notamment à éviter les écarts de réglage pour le GRT. Toutefois, des acteurs pourraient avoir des difficultés techniques à fournir un produit ayant ce gabarit. Ces acteurs devraient alors inclure un surcoût dans le prix de leurs offres (par anticipation des écarts), ce qui pourrait augmenter le coût total des offres sélectionnées (cf. partie 2.6.3). L'ampleur de ces surcoûts devra être analysée, afin de représenter un compromis entre la qualité de l'incitation renvoyée aux acteurs et l'impact sur la stratégie de *pricing* des acteurs. En effet, afin de développer le gisement français de produits standards, il est indispensable que les incitations financières à fournir le gabarit cible :

- ne dissuadent pas les acteurs de fournir de tels produits ;
- n'imposent pas de contraintes disproportionnées aux fournisseurs de services d'ajustement français par rapport à leurs concurrents européens (cf. partie 2.6.3).

S'agissant du produit standard de réserve rapide, la CRE a noté en analyse préliminaire que la définition actuelle du produit impose une durée d'utilisation de 20 minutes au maximum. La CRE demande à RTE de continuer à travailler, avec ses partenaires européens et en concertation avec les acteurs de marché, sur les caractéristiques de ce produit. En particulier, l'interaction entre la contrainte de délai d'utilisation maximal du produit standard proposé par les GRT et les contraintes techniques de fonctionnement de la filière hydraulique française (durée d'utilisation minimale supérieure à 30 minutes) pourront faire l'objet d'une attention particulière. En outre, les incitations financières à livrer un profil de puissance (à volume d'énergie donné) peuvent modifier de manière structurelle les caractéristiques du produit échangé. La CRE demande à RTE, en coopération avec ses homologues, d'être le plus précis possible lors des consultations sur les architectures de marché des plateformes d'échanges d'énergie et sur les produits standards.

Enfin, la CRE est favorable aux travaux menés par RTE pour anticiper le développement des plateformes d'échanges d'énergie de réserve tertiaire (TERRE et MARI).

Pour ces deux projets, la CRE demande à RTE de continuer la coopération avec ses homologues européens afin de concevoir, en concertation avec les acteurs de marché, une architecture de marché pour les plateformes d'échanges d'énergie de réserves tertiaires répondant aux exigences du règlement européen relatif à l'équilibrage.

**Orientations**

La CRE considère que la forme des produits standards doit représenter un compromis entre la satisfaction des besoins liés à l'équilibrage du système électrique et la maximisation des volumes offerts par les acteurs. La CRE demande à RTE de poursuivre, avec ses homologues, les travaux de définition et de concertation avec les acteurs de marché, sur les caractéristiques de ces produits. Si les GRT définissent un profil de puissance spécifique (ex : trapèze), les caractéristiques des produits d'énergie de réserve tertiaire (en particulier, délai de mobilisation, durée d'utilisation minimum et maximum) devront refléter de manière explicite ce profil.

La CRE demande à RTE de veiller à ce que les incitations financières mises en place pour inciter les fournisseurs de services d'ajustement à fournir le profil de puissance cible des produits standards :

<sup>71</sup> Sur les marchés journaliers et infra journaliers, les produits financièrement échangés sont des blocs rectangulaires mais les produits programmés aux interconnexions par les GRT ont systématiquement la forme d'un trapèze ayant une pente de 10 minutes.

<sup>72</sup> Durée minimale d'utilisation, i.e. la durée pendant laquelle une offre activée ne peut être désactivée.

<sup>73</sup> Durée maximale d'utilisation, i.e. la durée à l'issue de laquelle une offre activée doit être désactivée.

<sup>74</sup> Pour le produit TERRE, le D<sub>omin</sub> serait par exemple réduit à 5 minutes et le D<sub>omax</sub> à 50 minutes. Pour le produit de réserve rapide qui sera échangé sur la plateforme correspondante, les contraintes susmentionnées impliqueraient que la durée d'utilisation (DO) du produit soit comprise entre 5 minutes et 20 minutes.

- ne dissuadent pas les acteurs de fournir de tels produits ;
- n'imposent pas de contraintes disproportionnées aux fournisseurs de services d'ajustement français par rapport à leurs concurrents européens (cf. partie 2.6.3).

La CRE accueille favorablement les travaux menés par RTE pour anticiper le développement des plateformes d'échanges d'énergie de réserves tertiaires (TERRE et MARI) et demande à RTE de continuer la coopération avec ses homologues européens afin de concevoir, en concertation avec les acteurs de marché, une architecture de marché pour les plateformes d'échanges d'énergie de réserves tertiaires répondant aux exigences du règlement européen relatif à l'équilibrage.

### Produits standards et plateforme européenne de réserve secondaire (aFRR), activation selon la préséance économique

#### Analyse

Les installations d'une puissance supérieure ou égale à 120 MW doivent participer à la réserve secondaire et doivent être capables de réagir au signal avec un DMO de 400 secondes (suivant un signal continu envoyé par RTE à ces installations<sup>75</sup>). En cas d'urgence<sup>76</sup>, ces installations devront suivre la consigne envoyée par RTE en 66 secondes (rampe d'urgence) : cette modalité est utilisée en moyenne 20 fois par an. L'activation de la réserve secondaire est réalisée au même moment sur l'ensemble des capacités constituées, et la répartition du volume activé entre ces capacités se fait au *pro rata* de la puissance réservée.

Actuellement, la participation à la réserve secondaire est largement dominée par l'opérateur historique.

La mise en place d'une plateforme européenne de réserve secondaire 48 mois après l'entrée en vigueur du règlement européen relatif à l'équilibrage<sup>77</sup> impliquera la définition d'au moins un produit standard de réserve secondaire, et donc une harmonisation du DMO pour ce produit. Or, en Europe, ce délai de mobilisation est variable suivant les pays : les GRT imposent en général un DMO proche soit de 300 secondes, soit de 450 secondes. L'harmonisation européenne pourrait donc conduire à modifier le DMO de la réserve secondaire française. Cette modification aurait un impact non négligeable sur le gisement des offres dans le cas où un DMO plus court est demandé aux acteurs, tandis qu'un DMO plus long pourrait avoir un impact sur la qualité de la fréquence. La CRE est favorable à la proposition de RTE d'instruire l'impact sur la fréquence du système du passage à un DMO de 450 secondes prenant en compte les effets d'une activation selon la préséance économique. Une suppression de la contrainte de rampe d'urgence pourrait être instruite afin de limiter la perte de gisement résultant d'une éventuelle diminution du DMO, ou également afin d'augmenter le volume d'offres mises à disposition sur le marché, sous réserve de l'analyse des impacts générés sur le système. La CRE demande donc à RTE d'instruire, en concertation avec les acteurs, les impacts d'une suppression de la rampe d'urgence pour le système, en prenant en compte les conséquences sur la gestion du système électrique et l'évaluation du gisement additionnel.

Par ailleurs, l'activation des offres standards de cette réserve selon la préséance économique, tel que cela est prévu par le règlement européen relatif à l'équilibrage, impliquera de nombreux changements pour les GRT et les acteurs. Afin de faciliter la mise en place de la plateforme européenne de réserve secondaire au plus tard 48 mois après l'entrée en vigueur du règlement européen relatif à l'équilibrage, la CRE est favorable à ce que RTE étudie la possibilité de participer à une initiative régionale de sélection des offres de réserve secondaire selon la préséance économique d'ici la fin de l'année 2017. En effet, le lancement d'une initiative régionale avant le lancement de la plateforme européenne permettra une diminution des coûts d'activation de la réserve secondaire (sélection selon la préséance économique et concurrence entre les offres des pays participants). Elle permettra d'anticiper les dispositions contraignantes du règlement européen relatif à l'équilibrage et devrait alimenter la conception de l'architecture de marché, mais pourrait aussi faire en sorte que l'initiative régionale devienne la cible de la plateforme européenne à terme.

Toutefois, si cette initiative régionale ne peut pas être lancée d'ici la fin de l'année 2017, une évolution du mode de sélection des offres de réserve secondaire selon la préséance économique pourrait être envisagée au niveau de la France uniquement, afin de capter les gains associés à cette méthode.

Par ailleurs, l'étude publiée par ENTSO-E en 2016<sup>78</sup> montre que la sélection des offres par préséance économique « *pure* »<sup>79</sup> peut ne pas être optimale. La méthodologie de sélection des offres selon la préséance

<sup>75</sup> Article 14 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une installation de production.

<sup>76</sup> Lorsque l'écart de réglage devient supérieur à 1800 MW, cf. article 4.1 de la documentation technique de référence publiée par RTE.

<sup>77</sup> Article 21 du règlement européen relatif à l'équilibrage.

<sup>78</sup> « *Impact of Merit order activation of automatic Frequency Restoration Reserves and harmonised Full Activation Times* », 29 février 2016, E-BRIDGE ET ENTSO-E.

<sup>79</sup> Les offres de réserve secondaire sont activées une à une selon la préséance économique.

économique en France pourrait donc être adaptée avec l'introduction d'une part de *prorata* dans la préséance économique par exemple. La CRE demande à RTE de mener, le cas échéant, une concertation avec les acteurs de marché français. La CRE demande également à RTE de lui soumettre, au 1<sup>er</sup> semestre 2018, des modalités de sélection des offres selon la préséance économique et de rémunération, pour une mise en application au 1<sup>er</sup> trimestre 2020.

#### *Orientations*

La CRE est favorable à la proposition de RTE d'instruire l'impact sur la fréquence du système du passage à un DMO de 450 secondes.

La CRE demande à RTE d'instruire le traitement de la rampe d'urgence, dans le cadre des évolutions à mener au niveau européen sur la réserve secondaire.

Elle demande à RTE d'instruire ces questions au plus tard au 2<sup>ème</sup> semestre 2018.

La CRE est favorable à ce que RTE étudie la possibilité de participer à une initiative régionale de sélection des offres d'énergie de réserve secondaire selon la préséance économique d'ici fin 2017. Dans le cas où une telle initiative ne pourrait être lancée avant cette échéance, la CRE est favorable à ce qu'une évolution du mode de sélection des offres selon la préséance économique soit envisagée à l'échelle française uniquement. La CRE demande à RTE d'instruire cette évolution au 1<sup>er</sup> semestre 2018 pour une mise en application au 1<sup>er</sup> trimestre 2020.

#### Produits spécifiques

##### *Analyse*

L'article 26 du règlement européen relatif à l'équilibrage précise que chaque GRT pourra utiliser des produits non standards (dit « *produits spécifiques* ») mais devra en justifier l'utilisation, en démontrant notamment que les produits standards ne sont pas suffisants pour maintenir la sécurité du système.

Les offres d'ajustement actuellement utilisées ne sont pas standardisées et prennent ainsi en compte leurs spécificités techniques, en particulier pour les groupes raccordés au RPT. L'utilisation des produits standards sera mise en œuvre de manière progressive au cours des prochaines années, après le démarrage des différentes plateformes européennes. En outre, les produits standards ne permettront *a priori* pas de satisfaire certains besoins du GRT, en particulier ceux autres que l'équilibrage (reconstitution des services système et des marges, réseau) dans un premier temps. Ainsi, la CRE est favorable à ce stade au maintien des produits spécifiques en parallèle de l'utilisation des produits standards. La CRE rappelle toutefois que pour l'équilibrage, les produits standards devront être utilisés de manière prioritaire. Les acteurs devront également être incités à déposer des produits standards.

Par ailleurs, RTE a proposé dans le cadre de la concertation que les acteurs qui déposent une offre standard sur la plateforme TERRE déposent également une offre spécifique, *a minima* sur les mêmes pas de temps et pour la même entité d'ajustement. Le double dépôt des offres permettra au GRT d'avoir accès à toutes les flexibilités pour l'ensemble des motifs d'activation (reconstitution des marges sur le réseau et des services système, gestion des flux sur le réseau, ...), afin de maintenir un niveau de sécurité élevé pour le système électrique. Cependant, ce double dépôt d'offres pourrait générer une certaine complexité pour les acteurs de marché, mais également dissuader les acteurs à déposer des produits standards, ce qui remettrait en cause l'intégration des marchés d'équilibrage. La CRE demande donc à RTE de veiller à ne pas faire porter aux acteurs la complexité liée au fonctionnement de deux systèmes de dépôt d'offres en parallèle.

#### *Orientations*

La CRE est favorable à l'introduction des produits standards tout en maintenant à ce stade des produits spécifiques.

La CRE demande à RTE :

- de veiller à n'utiliser les produits spécifiques qu'en dernier recours lorsque des produits standards permettent de satisfaire le besoin identifié, et de soumettre à la CRE un rapport sur l'utilisation de ces produits, tel que cela est prévu par le règlement européen relatif à l'équilibrage<sup>80</sup>, *a minima* tous les deux ans ;

<sup>80</sup> Article 26.2 du règlement européen relatif à l'équilibrage.



- de mettre en œuvre toutes les dispositions nécessaires afin de favoriser la fourniture de produits standards par les acteurs ;
- de ne pas faire porter aux acteurs la complexité liée au fonctionnement de deux systèmes de dépôt d'offres en parallèle.

## **2.6 REMUNERATION ET CONTROLE DES OFFRES D'AJUSTEMENT**

### **2.6.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE**

Les offres d'ajustement sont actuellement rémunérées au prix d'offre en France. Les modalités de rémunération sont différentes selon que l'offre d'ajustement repose sur des entités d'injection<sup>81</sup> ou de soutirage<sup>82</sup>. Ces différences de méthodes de rémunération conduisent à des incitations différentes pour les entités d'ajustement constituées de sites d'injection et celles constituées de sites de soutirage.

Le règlement européen relatif à l'équilibrage<sup>83</sup> prescrit que les produits standards échangés sur les plateformes européennes seront rémunérés au prix marginal. En revanche, la rémunération des produits spécifiques peut faire l'objet d'une méthodologie différente. RTE propose ainsi de rémunérer les offres standards au prix marginal par type de réserve, tandis que les produits spécifiques continueront d'être rémunérés au prix de l'offre.

RTE propose également d'harmoniser les méthodes de rémunération pour les sites d'injection et de soutirage, en rémunérant les offres sur la base du volume demandé par RTE. Les écarts d'ajustement seraient valorisés à un nouveau « *prix de règlement des écarts d'ajustement* » (ci-après « *PREA* ») dont la définition permettrait d'inciter progressivement les acteurs à livrer la puissance activée par RTE<sup>84</sup>. Les périmètres des RE seraient corrigés sur la base du volume réalisé par le fournisseur de services d'ajustement (dès certification des volumes réalisés).

Actuellement en France, les acteurs qui souhaitent participer au mécanisme d'ajustement ne doivent pas passer de test pour déposer des offres qui ne sont pas issues d'une contractualisation (offres « *libres* »). Le règlement européen relatif à l'équilibrage prescrit que les acteurs devront être préqualifiés afin de participer au mécanisme d'ajustement<sup>85</sup>.

Afin de garantir un niveau de fiabilité suffisant des offres d'ajustement, RTE souhaite maintenir un contrôle du réalisé systématique, et l'affiner à un pas de 5 minutes (contre 10 minutes actuellement).

Dans le cadre de la consultation publique, la CRE a indiqué envisager :

- maintenir la rémunération des produits spécifiques au prix d'offre et passer à une rémunération au prix marginal pour les produits standards, dès la mise en œuvre des plateformes européennes associées ;
- rémunérer les offres d'injection et de soutirage par rapport au volume demandé, et de façon graduellement dégressive en cas d'écart. En revanche, la CRE s'est montrée défavorable au fait de rémunérer financièrement les écarts d'ajustement à un prix différent de celui du PRE appliqué aux RE ;
- corriger les périmètres des RE par rapport au volume réalisé afin de les insensibiliser aux actions d'équilibrage ;
- maintenir un contrôle du volume réalisé systématique, sur la base des données des gestionnaires de réseaux. En revanche, la CRE a proposé de garder le pas de contrôle actuel de 10 minutes.

### **2.6.2 Synthèse des réponses à la consultation publique**

Un seul acteur s'est opposé à une rémunération des offres d'équilibrage au prix marginal par type de réserve.

S'agissant de la rémunération des offres de soutirage et d'injection, la majorité des acteurs est favorable aux incitations proposées à livrer le volume activé par RTE. La moitié de ces acteurs s'est montrée favorable à la valorisation des écarts de volume d'ajustement (par rapport au volume demandé par RTE) au PRE, pour des raisons de cohérence avec le traitement appliqué aux RE et pour des raisons de simplicité.

Un grand nombre d'acteurs est opposé au passage à un pas de contrôle du réalisé de 5 minutes, et souhaite rester à un pas de contrôle du réalisé de 10 minutes. En effet, un pas plus court entraînerait mécaniquement une

<sup>81</sup> Rémunération fondée sur le volume d'ajustement demandé par RTE.

<sup>82</sup> Rémunération fondée sur le volume d'ajustement effectivement réalisé par le fournisseur de services d'ajustement.

<sup>83</sup> Article 30 du règlement européen relatif à l'équilibrage.

<sup>84</sup> Zone de tolérance à plus ou moins 20%, au-delà de laquelle l'espérance de gain de l'acteur diminuera fortement, de façon symétrique, et homogène à l'ensemble des capacités.

<sup>85</sup> Article 16 (1) du règlement européen relatif à l'équilibrage.

hausse des coûts pour les acteurs et GRD (compteurs, outils de gestion de données) mais pourrait également pénaliser certaines capacités.

Deux acteurs se sont exprimés sur la préqualification des offres d'équilibrage et souhaitent (i) une harmonisation des critères de préqualification en Europe et (ii) la rémunération de l'énergie livrée pendant la phase de préqualification.

### 2.6.3 Orientations de la CRE

#### Contrôle des offres d'ajustement et gestion des périmètres

##### Analyse

Dans un modèle « réactif »<sup>86</sup>, les RE sont incités à livrer un système équilibré en amont de la fenêtre opérationnelle *via* des incitations sur le PRE, ce qui implique que la mauvaise exécution d'une offre d'ajustement se traduit par un écart dans le périmètre du RE : l'énergie correspondant à un écart d'ajustement est donc valorisée au PRE.

En France, les rôles de fournisseur de services d'ajustement et de RE sont distincts, ce qui permet aux fournisseurs de services d'ajustement de participer au mécanisme d'ajustement sans être obligatoirement RE ou rattachés à un RE<sup>87</sup>. Cette organisation permet notamment aux fournisseurs de services d'ajustement indépendants, tels que les opérateurs d'effacement, d'agir sur des sites inclus dans le périmètre du RE d'un fournisseur, sans leur accord. Pour cette catégorie d'acteur, il est ainsi indispensable de corriger les périmètres des RE de l'action effectivement réalisée par le fournisseur de services d'ajustement opérant sur des sites dans les périmètres de ces RE.

Or, actuellement, les corrections des périmètres des RE se font de façon différente selon que l'offre d'ajustement repose sur une entité d'injection ou une entité de soutirage :

- pour une entité d'ajustement<sup>88</sup> (ci-après « EDA ») de type injection, le périmètre des RE est corrigé sur la base du volume d'ajustement demandé par RTE, tout écart entre le volume demandé et le volume réalisé est donc valorisé au PRE, dans la limite des 20 % en dessous du volume demandé, et sans limite au-delà du volume demandé. Un arbitrage est théoriquement possible en fonction du coût marginal de la capacité offerte : si le PRE est supérieur au coût marginal, l'acteur est incité à fournir un volume d'énergie supérieur au volume demandé par le GRT (et inversement) ;
- pour une EDA de type soutirage, il n'y a pas d'arbitrage possible de la part des RE car le périmètre d'équilibre est corrigé sur la base du volume d'équilibrage effectivement réalisé par le fournisseur de services d'ajustement.

Afin d'éviter tout arbitrage par les RE, il est nécessaire de corriger les périmètres sur la base du volume réalisé par le fournisseur de services d'ajustement, quels que soient les types d'EDA (injection ou soutirage). La CRE est ainsi favorable à la proposition de RTE qui permet d'insensibiliser les RE aux actions d'équilibrage, et de ne pas les inciter à rééquilibrer leur portefeuille en temps réel par l'intermédiaire d'actions sur le mécanisme d'ajustement. Cette proposition est conforme à la séparation des rôles de RE et de fournisseur de services d'ajustement prévue par le règlement européen relatif à l'équilibrage.

Dans un modèle « proactif », les incitations renvoyées aux fournisseurs de services d'ajustement ne passent pas par leur périmètre d'équilibre. Elles se font *via* la mise en place d'un régime de pénalité, qui repose sur un contrôle du réalisé efficace et systématique.

Pour les entités qui n'ont pas été retenues lors de l'appel d'offres de réserves rapide et complémentaire, le pas de contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement est actuellement de 10 minutes. Une réduction de ce dernier entraînerait actuellement des coûts significatifs pour les acteurs, pour des bénéfices non évalués. Ce n'est pas une évolution prioritaire. De manière temporaire, une méthode d'interpolation pourrait être mise en place afin de contrôler la livraison des produits standards de réserve complémentaire (produits TERRE, d'une durée comprise entre 15 et 60 minutes), en maintenant un pas de contrôle du réalisé de 10 minutes.

Toutefois, un pas de contrôle du réalisé à 10 minutes serait à terme incompatible avec un pas de règlement des écarts de 15 minutes (chevauchement entre les pas). Ainsi, la CRE demande à RTE d'instruire d'ici 2020 une évolution du pas de contrôle du réalisé, afin de le rendre compatible avec un pas de règlement des écarts de 15

<sup>86</sup> Dans un modèle « réactif », le GRT intervient sur une durée courte et très proche du temps réel, par opposition à un modèle « proactif », dans lequel le GRT anticipe les déséquilibres en amont du temps réel (cf. partie 2.1).

<sup>87</sup> Dans le cas contraire, la flexibilité d'un site valorisée sur le marché d'ajustement par son RE empêcherait toute activité d'un opérateur d'effacement indépendant par exemple.

<sup>88</sup> Unité élémentaire d'ajustement, regroupant des sites de production ou de soutirage, permettant de répondre à une sollicitation de RTE sur le mécanisme d'ajustement.

minutes (i.e. soit un pas de contrôle du réalisé de 5 minutes ou de 15 minutes), pour une mise en œuvre simultanée au changement de pas de règlement des écarts au plus tard en 2025 (cf. partie 2.4.3).

### *Orientations*

La CRE est favorable :

- à la correction des périmètres des RE par rapport au volume réalisé par les fournisseurs de services d'ajustement ;
- à un contrôle du volume réalisé par les fournisseurs de services d'ajustement, effectué de façon systématique et sur la base des données provenant des gestionnaires de réseaux en priorité.

La CRE demande à RTE de maintenir un pas de contrôle du réalisé à 10 minutes à ce stade, et d'instruire, d'ici 2020, une évolution du pas de contrôle pour le mettre en cohérence avec le pas de règlement des écarts à 15 minutes, pour une mise en œuvre au plus tard en 2025.

### Rémunération des offres

#### *Analyse*

Les offres actuellement déposées sur le mécanisme d'ajustement sont rémunérées au prix d'offre : en l'état, elles ne sont pas comparables entre elles (pour les offres implicites formulées avec les caractéristiques des groupes de production notamment), et une rémunération de ces offres à un prix marginal paraît complexe à mettre en œuvre.

Conformément au règlement européen relatif à l'équilibrage, les produits standards seront rémunérés au prix marginal. La rémunération des produits standards au prix marginal doit pouvoir être différente entre les produits standards des différentes réserves. En effet, les produits des différentes réserves n'ont pas les mêmes propriétés ni les mêmes contraintes : les rémunérer de la même façon pourrait inciter les acteurs à offrir en priorité les produits des réserves les moins contraignantes techniquement.

Le règlement européen relatif à l'équilibrage autorise une méthode différente du prix marginal pour la rémunération des produits spécifiques. La CRE considère qu'une rémunération au prix d'offre des produits spécifiques doit être maintenue à ce stade. Premièrement, ces produits ne sont pas strictement comparables entre eux. Deuxièmement, cette rémunération est moins incitative que celle au prix marginal pour les produits standards. En effet, afin de créer de la liquidité sur les plateformes européennes, il est important que chaque GRT incite les fournisseurs de services d'ajustement à offrir des produits standards.

En France, les modalités de rémunération des offres sont actuellement différentes selon que l'offre d'ajustement repose sur des entités d'injection (rémunération fondée sur le volume demandé par RTE) ou de soutirage (rémunération fondée sur le volume effectivement réalisé par l'acteur), ce qui conduit à des incitations différentes pour les entités constituées de sites d'injection et celles constituées de sites de soutirage. RTE a proposé dans son livre vert de rémunérer les offres d'ajustement en fonction du volume activé par RTE, quel que soit le support d'offres. La CRE considère que cette modalité permettra d'éviter des arbitrages entre les coûts marginaux des offres d'ajustement et le PRE. La CRE y est donc favorable.

Par ailleurs, RTE souhaite inciter les fournisseurs de services d'ajustement à livrer le volume d'ajustement demandé, sans sur-ajuster ou sous-ajuster. Les incitations financières qui seront mises en place ne devront pas être plus contraignantes pour les produits standards que pour les produits spécifiques, afin de ne pas désinciter les fournisseurs de services d'ajustement à offrir des produits standards.

Par ailleurs, il est primordial que les incitations financières qui seront appliquées en France ne créent pas une concurrence inéquitable entre fournisseurs de services d'ajustement français et européens. Ainsi, les écarts entre les volumes réalisés par les fournisseurs de services d'ajustement et les volumes demandés par RTE pourraient, dans une certaine limite<sup>89</sup>, être rémunérés au PRE, afin de (i) définir un signal de prix simple pour les acteurs français, et (ii) soumettre les acteurs français à des incitations cohérentes avec celles qui seront mises en œuvre dans les autres pays européens.

<sup>89</sup> Zone de tolérance à définir, avant d'appliquer des pénalités supplémentaires en cas d'écart significatif entre le volume réalisé par les fournisseurs de services d'ajustement et le volume activé par RTE.

### Orientations

La CRE est favorable à :

- une rémunération des offres standards au prix marginal par produit standard, dès la mise en œuvre des plateformes européennes d'échange d'énergie associées ;
- une rémunération des produits spécifiques au prix d'offre ;
- une rémunération des offres en fonction du volume activé par RTE, avec une valorisation des écarts par rapport au volume demandé par le GRT au niveau du PRE, dans une zone de tolérance à définir.

La CRE demande à RTE d'instruire en 2017/2018 (pour mise en œuvre dès le démarrage du projet TERRE) un dispositif de rémunération des offres répondant aux objectifs consistant à (i) inciter les acteurs à fournir des produits standards plutôt que des produits spécifiques, et (ii) ne pas pénaliser les acteurs français par rapport aux autres acteurs européens, de la manière la moins complexe possible. A ce titre, la CRE demande à RTE de :

- définir un seuil de tolérance pour des volumes réalisés « proches » du volume activé, et un régime de pénalités incitatif au-delà de ce seuil. Pour les volumes d'écart « proches » du volume activé, la valorisation devra être effectuée au PRE ;
- prendre en compte les mécanismes de rémunération des offres qui seront développés par ses homologues européens, et harmoniser dans la limite du possible les principes des incitations financières associées.

## **2.7 PRINCIPES DE CONTRACTUALISATION DES RESERVES ENTRE GRT**

### **2.7.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE**

La contractualisation est l'un des piliers de l'équilibrage du système électrique. En 2015 en France, les coûts de contractualisation toutes réserves confondues ont représenté 250 M€. Le règlement européen relatif à l'équilibrage<sup>90</sup> prévoit une contractualisation à une échéance « *aussi proche que possible du temps réel* ». En outre, la Commission européenne, dans le cadre de sa proposition de paquet « *Une énergie propre pour tous les Européens* », prévoit une contractualisation journalière obligatoire en J-1.

Ce paquet comporte également des dispositions visant à imposer une constitution des réserves par des mécanismes de marché et de manière dissociée à la hausse et la baisse (« *constitution dissymétrique* »). L'obligation d'une constitution dissymétrique est également prévue par le règlement européen relatif à l'équilibrage ; une possibilité d'exemption est cependant possible, sous réserve de l'approbation du régulateur.

Enfin, dans sa proposition actuelle du paquet « *Une énergie propre pour tous les Européens* », la Commission européenne stipule que la contractualisation commune des réserves à une maille supranationale doit être facilitée.

Concernant la participation des actifs contractualisés aux plateformes européennes d'échanges d'énergie, RTE a indiqué dans son livre vert qu'il souhaite maintenir les modalités de contractualisation actuelles (il n'envisage pas de se fonder sur les caractéristiques des produits standards), tout en partageant sur les plateformes européennes les offres issues d'une contractualisation, pour les acteurs qui le souhaitent. En revanche, RTE ne partagera pas les offres dont l'activation sur les plateformes européennes aboutirait à un niveau de marge qu'il considérerait insuffisant (cf. partie 2.2).

RTE a proposé d'introduire une contractualisation à une échéance de court terme tout en maintenant une part de contractualisation annuelle, ainsi que d'instruire la mise en place en 2021 d'une contractualisation régionale de la réserve secondaire et de la réserve rapide.

Dans son analyse préliminaire, la CRE a proposé :

- le passage à une contractualisation de produits standards (dès le 1<sup>er</sup> semestre 2019 pour la réserve complémentaire) ;
- l'instruction, en 2017, du maintien d'une part de contractualisation annuelle. La CRE considère en effet qu'il est prématuré d'imposer une contractualisation de toutes les réserves en J-1 ;
- l'étude, en 2018, de l'intérêt d'une mise en place d'une contractualisation régionale de réserve complémentaire.

<sup>90</sup> Article 32 du règlement européen relatif à l'équilibrage.

### 2.7.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La plupart des acteurs se sont prononcés en faveur d'une contractualisation de produits standards. Certains ont toutefois mentionné les difficultés techniques associées, ainsi que la nécessité de maintenir la participation de capacités non éligibles aux produits standards via les mécanismes de contractualisation.

Plusieurs acteurs ont demandé le passage à une constitution de la réserve secondaire par appels d'offres. En outre, certains acteurs ont proposé la révision du mode de télé réglage, l'activation selon la préséance économique et le passage à une constitution dissymétrique comme des solutions permettant l'amélioration des conditions de concurrence de la réserve secondaire permettant une telle évolution du mode de constitution.

Une majorité des acteurs s'est exprimée en faveur d'une contractualisation à une échéance de court terme. La plupart des acteurs reconnaissent toutefois l'intérêt du maintien d'une part de contractualisation à long terme.

Les acteurs sont partagés quant à la contractualisation de la réserve complémentaire à une maille supranationale. En particulier, l'intérêt économique de cette initiative a été questionné au regard du périmètre restreint qu'elle représenterait et du faible coût de cette réserve.

### 2.7.3 Orientations de la CRE

#### Analyse

#### Contractualisation et produits standards

La création de plateformes d'échanges d'énergie des différentes réserves d'équilibrage doit s'accompagner d'un accroissement progressif de la liquidité des plateformes et d'une incitation des acteurs à proposer des produits standards. Afin d'inscrire le système électrique français dans cette logique, la CRE considère que la contractualisation des réserves doit progressivement évoluer pour être effectuée sur la base des caractéristiques des produits standards échangeables sur les plateformes européennes. RTE pourra maintenir dans un premier temps une part de contractualisation de produits spécifiques.

Cependant, la CRE demande à RTE de mettre en œuvre, pour les appels d'offres de réserves rapide et complémentaire (ci-après « AO RR-RC »), une contractualisation favorisant la sélection de capacités compatibles avec les caractéristiques des produits standards et souhaitant participer aux plateformes européennes. La mise en place d'un bonus à l'interclassement incitera notamment les acteurs de marché à développer des capacités aptes à livrer des produits standards et assurera une plus grande liquidité des plateformes européennes sur le long terme. De manière générale, les modalités précises de contractualisation devront être déterminées progressivement pour chacune des réserves, en prenant en compte l'avancement des travaux européens sur les produits standards et les contraintes du GRT.

Dans le cas de la réserve complémentaire, les capacités éligibles à un bonus à l'interclassement lors de l'AO RR-RC seraient les capacités capables de fournir le produit standard du projet TERRE, projet de référence appelé à devenir la plateforme européenne d'échanges d'énergie de réserve complémentaire (cf. parties 1.2.2.2, 2.1.3 et 2.6.3). En particulier, ces capacités éligibles auront :

- un délai de mobilisation de 30 minutes au maximum ;
- une durée minimale d'activation inférieure ou égale à 15 minutes<sup>91</sup> ;
  - En effet, le système mis en place par RTE devra inciter les acteurs à développer les capacités qui pourront participer à terme à la plateforme européenne d'échanges d'énergie de réserve complémentaire (produits d'une durée comprise entre 15 et 60 minutes). Etant donné que le nombre de guichets de la plateforme TERRE a vocation à être augmenté (cf. partie 2.1.3), les capacités ayant des durées minimales d'activations strictement supérieures à 30 minutes ne pourront plus participer à moyen terme. A long terme, en cas de passage à des guichets toutes les 15 minutes sur la plateforme TERRE, seules les capacités ayant un délai d'activation inférieur ou égal à 15 minutes pourront participer.
- peu voire pas de contraintes de stocks.

Les produits directement activables étant compatibles avec le caractère programmable du produit standard TERRE, le bonus à l'interclassement n'a pas vocation à viser cette caractéristique en particulier.

<sup>91</sup> Une offre qui ne peut être activée que pour une période de temps strictement supérieure à 15 minutes ne serait donc pas éligible.

### Echéance de contractualisation

Concernant l'échéance de contractualisation, la CRE maintient son analyse préliminaire. Une contractualisation à court terme a de nombreux bénéfices et permet notamment :

- la participation d'actifs dont la disponibilité est fonction de paramètres exogènes et n'est connue que de manière proche du temps réel ;
- la maximisation de l'utilisation des capacités par les marchés, puisque les acteurs de marché pourront choisir de valoriser leurs capacités, soit en énergie sur les marchés *spot*, soit en réserve ;
- une contractualisation optimisée par le GRT qui a une meilleure vue sur son besoin réel<sup>92</sup>.

La CRE considère qu'une contractualisation journalière en J-1 est l'échéance qui répond le mieux à ces objectifs (par opposition à l'échéance hebdomadaire ou J-2). Par ailleurs, cette échéance pourrait permettre, à terme, la mise en œuvre de la co-optimisation<sup>93</sup> dans le cas d'une contractualisation supranationale des réserves. La CRE considère donc que cette contractualisation devrait constituer la cible de RTE concernant la contractualisation court terme.

Bien que partageant le constat des différents avantages d'une contractualisation journalière, la CRE n'est pas favorable à l'obligation prévue à ce stade par le paquet « *Une énergie propre pour tous les Européens* » de contractualiser toutes les capacités à une telle échéance, et souhaite voir maintenue la possibilité d'une contractualisation à une échéance de long terme. En effet, la CRE considère qu'une telle contractualisation est favorable à l'innovation en garantissant aux acteurs concernés une stabilité et une visibilité sur leurs revenus. La CRE demande donc à RTE de mener une étude afin de déterminer l'intérêt économique du maintien d'une échéance de contractualisation annuelle. Enfin, la CRE souligne que l'échéance actuelle de constitution de la réserve secondaire ne sera pas remise en cause tant que la constitution de cette réserve sera opérée par prescription.

### Constitution de la réserve secondaire

La CRE considère que les conditions actuelles de concurrence sur la réserve secondaire ne permettent pas une évolution vers une constitution de cette réserve par un mécanisme de marché. La CRE partage toutefois le constat selon lequel une constitution quotidienne à un prix régulé auprès d'acteurs obligés, adossée à un marché secondaire actuellement peu liquide, ne permet pas une visibilité suffisante, propice à l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché. La CRE demande donc à RTE d'engager un processus de concertation avec les acteurs de marché afin de proposer des évolutions allégeant les contraintes de participation à la réserve secondaire et favorisant notamment l'accès à cette réserve pour les capacités non obligées.

La CRE considère qu'à terme, la réserve secondaire devra être constituée par appels d'offres dont les modalités devront être favorables à la participation de capacités dissymétriques (capacités à la hausse ou la baisse uniquement). La contractualisation supranationale semble constituer une opportunité intéressante afin d'atteindre plus rapidement les conditions de concurrence permettant cette évolution. La CRE invite donc RTE à démarrer les travaux, dès le 2<sup>ème</sup> semestre 2017, sur la possibilité d'une constitution supranationale de la réserve secondaire avec un objectif de mise en œuvre dès que la plateforme européenne d'échanges d'énergie de cette réserve sera entrée en service (soit 48 mois après l'entrée en vigueur du règlement européen relatif à l'équilibrage<sup>94</sup>). En particulier, RTE devra étudier l'impact d'une telle constitution sur les capacités d'interconnexion offertes aux marchés. Si ce type de constitution élargie peut être considéré également pour la réserve rapide, la CRE considère que RTE devra l'envisager en priorité pour la réserve secondaire.

### Autre élément

Compte tenu du périmètre restreint qu'elle représenterait et du faible coût de la réserve complémentaire, la CRE propose de ne pas prioriser la question de sa contractualisation supranationale.

<sup>92</sup> En fonction des types de réserves et des pratiques du GRT, le volume contractualisé peut être fixé selon des incidents dimensionnant (perte de groupes de production majeurs). Dans ce cas, une modification de l'échéance de contractualisation ne modifierait pas le volume de réserve contractualisé.

<sup>93</sup> Méthodologie visant à optimiser l'allocation des capacités d'interconnexion en comparant simultanément leur valeur pour les échanges d'énergie et pour les échanges de réserve d'équilibrage.

<sup>94</sup> Article 21 du règlement européen relatif à l'équilibrage.



*Orientations*

La CRE demande à RTE de modifier les modalités de contractualisation afin que le processus de sélection des offres favorise, pour chaque réserve, les capacités compatibles avec le(s) produit(s) standard(s) européen(s) défini(s) pour la réserve concernée. Ces modalités seront progressivement définies aussitôt que l'état d'avancement des travaux européens le permettra. Pour la réserve complémentaire, RTE pourra ainsi instruire ces modalités en 2018 pour une mise en œuvre à l'occasion de l'AO RR-RC 2019.

La CRE est favorable à une évolution partielle vers une contractualisation journalière en J-1 et au maintien d'une part de contractualisation annuelle pour les réserves tertiaires. La CRE demande à RTE d'étudier, dès le 2<sup>ème</sup> semestre 2017, la proportion de capacité à contractualiser annuellement, et à lui remettre les résultats de cette étude au 1<sup>er</sup> trimestre 2018. Pour la RR-RC, la contractualisation à court terme devra être mise en place à l'occasion de l'AO RR-RC 2019.

La CRE considère que la réserve secondaire a vocation, à terme, à être constituée par appels d'offres selon des modalités favorables à la participation de capacités dissymétriques. Pour atteindre cet objectif, la CRE demande à RTE d'étudier, dès le 2<sup>ème</sup> semestre 2017, l'opportunité de procéder à une contractualisation supranationale de cette réserve. La CRE demande à RTE d'étudier cette question en parallèle de la mise en place de la plateforme d'échanges d'énergie issue de réserve secondaire imposée par l'article 21 du règlement européen relatif à l'équilibrage. Le cas échéant, une contractualisation par appels d'offres de la réserve secondaire pourrait donc être mise en œuvre dès que la plateforme européenne d'échanges d'énergie de cette réserve sera entrée en service.

**2.8 CONSTITUTION DES OFFRES ET AGREGATION**

**2.8.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE**

Le règlement européen relatif à l'équilibrage<sup>95</sup> a pour objectif de faciliter la participation aux marchés d'équilibrage des effacements, des ENR et des moyens de stockage, directement ou au travers d'agrégateurs.

RTE propose de maintenir les principes généraux du modèle actuellement mis en œuvre en France pour la constitution des périmètres d'agrégation et propose des améliorations pour :

- accroître les possibilités d'agrégation offertes aux acteurs de marché ;
- simplifier le système actuel en le rendant plus flexible : création d'un périmètre de flexibilité unique (remplaçant les 3 périmètres<sup>96</sup> existants aujourd'hui) déclaré quotidiennement avec un délai de notification de dix jours et une déclaration quotidienne en J-2 des supports d'offres ;
- accompagner l'intégration européenne, notamment en donnant les moyens aux acteurs de marché de livrer plus facilement des produits standards.

Dans son analyse préliminaire, la CRE s'est prononcée en faveur de la proposition de RTE tout en notant que son étendue dépendait de paramètres non explicités dans le livre vert. La CRE a toutefois souligné les éléments suivants :

- la création du périmètre unique de flexibilité proposé par RTE ne permet pas à un même moyen flexible d'être valorisé auprès de plusieurs opérateurs pour différents processus, même dans les cas où il est techniquement possible de dissocier leurs actions<sup>97</sup> ;
- les possibilités d'agrégation entre les sites d'injection raccordés à un RPD et au RPT<sup>98</sup>, ainsi qu'entre les sites de soutirage et d'injection, n'ont pas été traitées dans le livre vert et devraient faire l'objet d'une instruction ;
- RTE a privilégié la question des supports d'offres d'énergie dans le livre vert. Les conditions de constitution d'offres en capacité n'ont pas été traitées.

<sup>95</sup> Article 3 du règlement européen relatif à l'équilibrage.

<sup>96</sup> Les opérateurs déclarent l'appartenance de leurs actifs à trois types de périmètres aujourd'hui, en fonction des marchés auxquels ils participeront : le périmètre de réserve, le périmètre d'ajustement et le périmètre d'effacement. Au sein de ces périmètres, les actifs sont agrégés par les opérateurs pour former des entités de réserve, d'ajustement ou d'effacement.

<sup>97</sup> Aujourd'hui, des sites peuvent être exploités par différents opérateurs pour les services système fréquence, les réserves rapide et complémentaire et les effacements sur les marchés de l'énergie, car les périmètres sont gérés de manière distincte pour ces trois mécanismes.

<sup>98</sup> Ces possibilités existent déjà pour les sites de soutirage et il est donc fait référence dans ce chapitre à l'extension de cette possibilité aux sites d'injection.

### 2.8.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Seul un acteur s'est opposé au modèle d'agrégation proposé par RTE et s'est exprimé en faveur d'un modèle portefeuille<sup>99</sup>, afin notamment de ne pas avoir à déclarer en avance quels actifs d'un support d'offres participeront réellement à la fourniture de l'énergie activée par RTE.

La majorité des acteurs souhaite que plusieurs opérateurs puissent exploiter un même site pour la fourniture de services d'équilibrage différents, lorsque des solutions techniques satisfaisantes permettent de dissocier les actions prises par chacun d'entre eux. Cependant, aucun acteur n'a proposé de méthodes concrètes de contrôle du réalisé à cet effet.

Les acteurs de marché se sont prononcés en faveur d'une constitution journalière pour les supports d'offres et ont globalement préféré une échéance hebdomadaire pour les périmètres de flexibilité. En outre, les GRD ont indiqué que la proposition de RTE pour une constitution journalière du périmètre de flexibilité avec un délai de notification de 10 jours engendrait une complexité technique importante liée à la gestion en parallèle d'un grand nombre de versions du périmètre de flexibilité d'un acteur.

Les acteurs ont également manifesté leur intérêt pour l'agrégation entre des sites raccordés aux RPD et au RPT et entre des sites de soutirage et d'injection.

Enfin, les acteurs sont en faveur de l'alignement des modalités de constitution des supports d'offres en énergie et des conditions de constitution d'offres en capacité. RTE a toutefois précisé préférer donner la priorité au changement des modalités de constitution des supports d'offres en énergie afin d'accompagner la mise en œuvre du règlement européen relatif à l'équilibrage.

### 2.8.3 Orientations de la CRE

#### Analyse

La CRE est favorable au modèle de constitution des supports d'offres proposé par RTE (dit modèle « *agrégé* »<sup>100</sup>) qui constitue un compromis intéressant permettant à la fois :

- de faciliter et d'élargir la participation aux marchés d'équilibrage ;
- aux fournisseurs de services d'ajustement de tirer parti des spécificités des différentes technologies à leur disposition pour proposer des produits standards et formuler des offres techniquement et économiquement optimisées ;
- de donner aux gestionnaires de réseaux une visibilité suffisante des flux d'énergie<sup>101</sup>.

La CRE est ainsi favorable à la proposition de RTE de permettre à un support d'offres donné et donc à un site donné de participer à la fourniture de différents produits d'équilibrage sur différentes plateformes, puisqu'elle permet une participation la plus large possible à l'équilibrage.

Néanmoins, la portée de la proposition de RTE et son impact pour les acteurs de marché dépend fortement de paramètres qui devront faire l'objet d'une concertation :

- le délai de notification et la fréquence de constitution des supports d'offres et des périmètres de flexibilité ;
- la création d'un périmètre unique et la valorisation des différents services fournis par un même actif et exploités par des opérateurs différents ;
- les modalités de constitution d'un support d'offres et celles de répartition d'un ordre d'activation de RTE sur les différents sites constituant un agrégat ;
- l'agrégation entre les sites raccordés à un RPD et au RPT ;
- l'agrégation entre les sites de soutirage et les sites d'injection ;
- les modalités d'agrégation pour les supports d'offres en capacité.

Concernant le délai de notification et la fréquence de constitution des supports d'offres, la CRE est favorable à la dynamique proposée par RTE puisqu'elle permet aux acteurs de bénéficier d'une plus grande flexibilité et de possibilités étendues d'optimisation de leurs actifs, sans remettre en cause la sécurité du système. Une déclaration

<sup>99</sup> Modèle où l'acteur de marché optimise librement la participation des actifs de son portefeuille à la fourniture des différents services sans contrainte géographique (l'énergie peut être livrée n'importe où sur le réseau) et sans en informer le GRT.

<sup>100</sup> Par opposition aux modèles « *site à site* » et « *portefeuille* ».

<sup>101</sup> Dans le modèle portefeuille, les sites ne sont pas géographiquement localisés lors de la constitution des offres. L'activation d'une offre se fait donc sans que le GRT soit en mesure de prendre en compte son impact sur le réseau à une maille donnée. Cette approche ne permet pas aux gestionnaires de réseaux d'anticiper l'état des flux sur leur réseau.

journalière en J-2 semble donc être un bon compromis. En revanche, la proposition de RTE concernant la déclaration des périmètres de flexibilité générerait une complexité accrue pour les GRD, au regard d'un bénéfice qui n'a pas été quantifié à ce stade. Une constitution hebdomadaire avec un délai de notification de 7 jours pourrait constituer un compromis intéressant. La CRE considère que cette question devra faire l'objet d'une concertation entre RTE, les GRD et les acteurs de marché.

Concernant la création d'un périmètre unique de flexibilité, la CRE considère qu'elle constitue un pas intéressant pour une simplification et une harmonisation de ce mécanisme. Cependant, la proposition de RTE en l'état ne permet pas à une même flexibilité d'être valorisée par des opérateurs distincts pour différents types de réserves<sup>102</sup>, et ce même dans les cas où des solutions techniques satisfaisantes existent pour dissocier leurs actions. Pourtant, cette possibilité de multi-opérateurs est souhaitable, puisqu'elle favorise la concurrence entre opérateurs de flexibilité et assure une participation la plus large possible des flexibilités aux différents services d'équilibrage. A ce stade, la CRE n'est donc pas favorable à la proposition de RTE concernant la création d'un périmètre de flexibilité unique. Ainsi, pour maintenir les conditions de concurrences existant aujourd'hui, la CRE demande à RTE de mettre en œuvre un processus de concertation visant à :

- identifier les types de services pour lesquels des solutions techniques satisfaisantes permettent de dissocier les actions prises par différents opérateurs sans qu'il ne soit fait appel à la sous-mesure ;
  - En outre, ces solutions devront permettre d'établir objectivement la responsabilité de chacun des opérateurs en cas de défaillance partielle de la flexibilité en déterminant le volume d'énergie (à la hausse ou à la baisse) que chaque acteur a effectivement livré au système au titre du service demandé par RTE.
- définir un cadre de concurrence clair, incluant ces solutions techniques, permettant de dissocier les actions de plusieurs opérateurs sur un même site et établissant clairement la responsabilité financière en cas de défaillance.

La CRE considère que cette concertation doit être nourrie par les acteurs de marché. La question de la création d'un périmètre de flexibilité unique pourrait être réétudiée dans le cas où cette concertation ne parviendrait pas à définir un cadre satisfaisant d'ici juin 2019. Enfin, la CRE souligne que la simplification et l'harmonisation des processus de déclaration des périmètres de flexibilité n'est pas conditionnée à la création d'un périmètre unique et invite RTE à continuer ses efforts en ce sens lors du processus de concertation.

D'autre part, la CRE considère qu'il conviendra de préciser le degré de flexibilité accordé aux fournisseurs de services d'ajustement concernant la répartition en temps réel d'un ordre d'activation sur les sites appartenant à un même support d'offres. Il est en effet souhaitable que les fournisseurs de services d'ajustement aient la possibilité de faire foisonner au sein de leur support d'offres plusieurs sites afin de mutualiser le risque de défaillance individuel de chaque site. RTE propose que les fournisseurs de services d'ajustement aient la possibilité de répartir en temps réel un ordre d'activation sur les sites composant le support d'offres. En revanche, RTE réalisera au préalable un contrôle à l'issue duquel les offres issues d'un agrégat pouvant générer des flux indésirables sur le réseau seront bloquées et ne pourront donc pas être activées, même si elles sont dans la préséance économique (cf. partie 2.3). Dans un tel cas, la CRE considère que, lorsque cela est possible, RTE doit informer le fournisseur de services d'ajustement du risque de blocage suffisamment tôt, de sorte qu'il ait le temps de déclarer un nouveau support d'offres s'il le souhaite. Enfin, RTE a mentionné dans son livre vert qu'une concertation sera menée sur les limitations qu'un support d'offres devra respecter concernant notamment la localisation des actifs, leur puissance unitaire et la puissance totale de l'agrégat. La CRE sera vigilante à ce que ces limitations soient le moins contraignantes possible afin de faciliter la constitution de supports d'offres de produits standards.

Concernant les possibilités d'agrégation entre les sites raccordés aux RPD et au RPT et entre les sites d'injection et de soutirage, elles offrent des perspectives intéressantes, notamment pour la fourniture de produits standards et pour la participation des énergies intermittentes. Ces possibilités devront faire l'objet d'une instruction coordonnée entre RTE, les GRD et les acteurs de marché. En ce qui concerne l'agrégation entre des sites d'injection et des sites de soutirage, il semble nécessaire de distinguer entre la constitution d'offres en capacité et en énergie. Comme précisé auparavant, ce type d'agrégation présente un intérêt pour la constitution de supports d'offres en énergie. Il conviendra toutefois de s'interroger sur la faisabilité et la précision du contrôle du réalisé dans le cas d'une participation de sites de soutirage à un support d'offres à la baisse et à la participation de sites de production fatale à un support d'offres à la hausse. Dans le cas d'offres en capacité, la question devra être étudiée au regard du caractère symétrique du mode de constitution des réserves.

Concernant les modalités d'agrégation pour les supports d'offres en capacité, elles ne sont pas traitées dans le livre vert qui se concentre sur la constitution des offres d'énergie d'équilibrage. Bien que cela ne constitue pas un objectif prioritaire, la CRE considère que les contraintes pesant sur la constitution des offres d'énergie et de capacité devraient être cohérentes et similaires dans une large mesure.

<sup>102</sup> En dehors de la mise en place du principe de sous-mesure qui consiste à mesurer de façon disjointe des appareils distincts d'un même site participant à la fourniture de services distincts.

Enfin, la CRE est favorable à l'absence de plages de prix pour les produits standards : ces plages ne sont en effet plus justifiées dans un contexte d'échanges européens.

### *Orientations*

La CRE est favorable à ce qu'un support d'offres donné, et donc un site donné, puisse participer à la fourniture de différents produits d'équilibrage sur différentes plateformes, et à l'instruction de cette proposition en 2017/2018 (règles MA-RE v9) pour une mise en œuvre dès la mise en service de la plateforme TERRE.

La CRE est favorable à une déclaration quotidienne des supports d'offres en J-2. Concernant les périmètres de flexibilité, la fréquence de déclaration et le délai de notification devront être définis de façon coordonnée entre les GRD et RTE. Une déclaration hebdomadaire avec un délai de notification de 7 jours au maximum apparaît être un compromis souhaitable. Ces modalités devront être instruites en 2018 pour une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> trimestre 2020.

La CRE demande à RTE de mener dès 2018 une concertation visant à définir un modèle de constitution des périmètres de flexibilité qui assure les meilleures conditions de concurrence possibles compte tenu des contraintes techniques et de la complexité associée à la présence de plusieurs opérateurs par site. La CRE demande aux acteurs de participer activement à cette concertation. Celle-ci devra notamment identifier des moyens techniques permettant de dissocier clairement les actions prises par des opérateurs distincts pour la fourniture de services différents à partir d'un même actif. Le cas échéant, la mise en œuvre de ce modèle de constitution pourra avoir lieu en 2020. S'il se révèle impossible de définir un tel cadre d'ici juin 2019, la CRE réétudiera la question de la création d'un périmètre unique.

La CRE demande à RTE de mener une concertation sur la déclinaison précise de sa proposition concernant le modèle d'agrégation dès 2018, pour une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> trimestre 2020. Cette concertation devra permettre de définir les différents paramètres de ce modèle (limitations concernant la localisation des actifs, leur puissance unitaire, la puissance totale de l'agrégat...), fixant ainsi les modalités de participation des acteurs aux différentes réserves. En outre, RTE devra mettre en place un système transparent permettant aux acteurs d'éviter de constituer des agrégats dont les offres seront régulièrement bloquées (cf. partie 2.3.3).

La CRE demande à RTE d'instruire en 2018, pour une mise en œuvre en 2020, et de manière coordonnée avec les GRD, la question de l'agrégation entre les sites raccordés aux RPD et ceux raccordés au RPT pour l'injection. En parallèle, une étude pourra être conduite concernant l'agrégation de sites de soutirage et d'injection.

La CRE demande enfin à RTE d'instruire la mise en cohérence des modalités de constitution des supports d'offres en énergie et des modalités de constitution d'offres en capacité.

La CRE est favorable à l'absence de plages de prix pour les produits standards.

## 2.9 PARTICIPATION DES ENERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES

### 2.9.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE

La participation des énergies renouvelables (ci-après « ENR ») à l'équilibrage est théoriquement possible en France, mais elle n'a pas lieu dans les faits, notamment en raison des distorsions ou de l'absence d'incitations induites par les mécanismes de soutien au développement de ces énergies. En outre, il n'existe pas, dans les règles actuelles relatives à l'équilibrage, de dispositions spécifiques « favorables » aux ENR (comme c'est par exemple le cas concernant les modalités d'agrégation qui ont été mises en œuvre pour la participation des effacements).

Il existe cependant une valeur à la participation des ENR à l'équilibrage : réserve à la hausse pour les moyens thermiques renouvelables, ajustement à la baisse pour les moyens fatals, participation à la gestion des congestions.... Au sein de son livre vert, RTE a indiqué vouloir mener des études économiques complémentaires afin de fournir des éléments quantitatifs concernant la valorisation de la participation des ENR dans les mécanismes de court terme. Dans ce document, RTE avait déjà réalisé une estimation de la participation des installations éoliennes à l'ajustement et aux réserves. En outre, la place croissante qu'occupent les ENR dans le mix énergétique nécessite une meilleure intégration de ces énergies aux marchés, non seulement sur l'infra journalier mais également par une participation directe aux mécanismes d'équilibrage.

Le règlement européen relatif à l'équilibrage a pour objectif de faciliter la participation des ENR mais n'est pas prescriptif sur les moyens à mettre en œuvre. La LTECV n'introduit pas de dispositions spécifiques concernant la participation des ENR à l'équilibrage (hormis l'obligation de programmer, traitée dans la partie 2.2).

RTE propose d'instruire, de manière progressive lors des trois prochaines évolutions des règles, les modalités permettant de passer d'un système « ouvert » à un système « favorable » à la participation des ENR : valorisation de la flexibilité indépendamment des caractéristiques des sites d'injection sur le mécanisme d'ajustement et développement de la participation dissymétrique pour les services système fréquence.

Dans sa consultation publique, la CRE s'est déclarée favorable au fait de favoriser la participation des ENR à l'équilibrage, si elle permet une diminution du coût global pour le système électrique (en prenant en compte l'impact, d'une part, sur le coût de l'équilibrage et, d'autre part, sur les charges de service public de l'énergie<sup>103</sup>).

La CRE a également considéré qu'il pouvait exister un gisement de capacités fatales valorisables à la baisse sur les mécanismes d'équilibrage, en particulier pour les nouvelles capacités qui seront raccordées dans les prochaines années et qui bénéficieront du complément de rémunération. Ces capacités pourraient offrir leur flexibilité à la baisse, et ainsi être rémunérées par le GRT. La CRE a interrogé les acteurs sur la question de la prise en compte de cette rémunération dans la formule du complément de rémunération avec le double objectif suivant : d'une part, respecter le caractère raisonnable du niveau de rémunération induit par le dispositif de soutien<sup>104</sup> et, d'autre part, inciter les producteurs, pour lesquels cela est techniquement faisable, à participer activement à l'équilibrage.

### 2.9.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Concernant l'équilibrage à la baisse, les acteurs confirment dans une large mesure la faisabilité technique et la nécessité, à terme, que les ENR y participent. Cette participation pourrait plutôt concerner les installations en sortie de mécanisme de soutien ou en complément de rémunération. Cependant, les avis sont partagés concernant la participation effective à court terme mais également concernant son caractère obligatoire, et ce quel que soit le type d'installation (sous complément de rémunération, sous obligation d'achat ou en sortie de mécanisme de soutien).

Une majorité d'acteurs souligne la nécessité de soumettre les ENR aux règles de responsabilisation des écarts comme n'importe quel autre acteur.

La prise en compte des revenus de l'équilibrage de manière forfaitaire dans la formule du complément de rémunération n'est pas soutenue par tous les acteurs : certains y sont favorables, éventuellement avec des réserves, afin d'inciter la participation et de diminuer les charges de service public de l'énergie ; d'autres jugent la démarche prématurée car les ENR doivent déjà s'adapter aux nouveaux mécanismes de soutien. Ceux-ci considèrent que les gains de l'équilibrage doivent venir en complément et non en substitution de ces mécanismes, la participation devant avoir lieu sur une base volontaire. En outre, les difficultés pratiques à mettre en œuvre un tel dispositif (estimation du revenu de référence) sont mises en avant.

<sup>103</sup> La participation à l'équilibrage pourrait notamment engendrer des coûts d'investissement supplémentaires dans les installations.

<sup>104</sup> L'article L. 314-20 du code de l'énergie dispose que les conditions d'un contrat de complément de rémunération dont bénéficie une installation ne peut conduire à « ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés [...] excède une rémunération raisonnable des capitaux » et que le niveau du complément de rémunération résulte « du cumul de toutes les recettes de l'installation ».

Outre les propositions de RTE, des modalités complémentaires sont suggérées pour favoriser la participation des ENR :

- des marchés plus proches du temps réel, avec un délai de neutralisation plus court et un pas de règlement des écarts à 15 min (cf. parties 2.1 et 2.4) ;
- une contractualisation des réserves à court terme (cf. partie 2.7), voire la mise en œuvre d'appels d'offres de réserve dédiés aux ENR afin de permettre à la filière de rentabiliser ses investissements ;
- des méthodes spécifiques de contrôle du réalisé.

### 2.9.3 Orientations de la CRE

#### Analyse

La CRE considère que la participation des ENR a de la valeur pour le système électrique, notamment par la valorisation de leur flexibilité à la baisse pour l'équilibrage ou pour la gestion des flux sur le réseau. Il est donc nécessaire de préparer cette participation.

D'une part, il convient de veiller à ce que les évolutions qui seront instruites lors de la mise en œuvre de l'ensemble de cette feuille de route soient favorables à la participation des ENR. Elles concernent en particulier :

- la mise en œuvre d'un pas de règlement des écarts à 15 minutes, et de produits d'énergie du même pas de temps sur les marchés infra journaliers : cf. orientations et calendrier de la partie 2.4.3 ;
- les modalités de constitution des offres, et la possibilité d'agréger des sites d'injection aux caractéristiques différentes (GRD, RE) : cf. orientations et calendrier de la partie 2.8.3 ;
- les modalités de constitution des capacités : contractualisation dissymétrique et contractualisation partielle à une échéance de court terme : cf. orientations et calendrier de la partie 2.7.3 ;
- les évolutions des méthodes de préqualification et de contrôle du réalisé : cf. orientations et calendrier de la partie 2.6.3.

Une réduction significative de la fenêtre opérationnelle et en particulier du délai de neutralisation, qui contribuerait potentiellement à faciliter la participation des ENR aux marchés et à l'équilibrage, entraînerait des changements profonds du modèle d'équilibrage français dont les coûts semblent supérieurs aux bénéfiques (cf. partie 2.1.3) : elle n'est donc pas envisagée à ce stade.

Par ailleurs, la CRE est défavorable à la mise en œuvre d'une éventuelle contractualisation de capacités d'équilibrage dédiée aux ENR, comme par exemple un appel d'offres de réserve rapide à la baisse. En effet, la CRE considère que les ENR devraient participer activement à l'équilibrage dans la mesure où les offres caractérisant leurs flexibilités seront efficaces par rapport à celles des autres moyens. En outre, le développement des filières ENR est déjà assuré par différents mécanismes de soutien (guichets ouverts, appels d'offres), de sorte qu'un tel dispositif pourrait créer des interférences avec les niveaux de ces mécanismes sans apporter de perspectives de développement supplémentaires.

D'autre part, le traitement des revenus additionnels perçus par un producteur ENR participant au mécanisme d'ajustement devra faire l'objet d'une attention particulière, et le cas échéant, d'une évolution du cadre législatif et réglementaire. En effet, les producteurs bénéficient de mécanismes de soutien qui permettent d'assurer une certaine rentabilité à leurs investissements, mais les niveaux de ces mécanismes ont été établis sans prendre en compte des éventuels revenus liés à la participation à l'équilibrage<sup>105</sup>. Ces revenus doivent donc venir en déduction des charges de service public de l'énergie qui permettent le financement de ces installations.

La CRE considère toutefois que la prise en compte systématique d'un niveau forfaitaire de revenus issus de l'équilibrage n'est pas nécessairement la solution la plus pertinente. En effet, les revenus issus de l'équilibrage dépendent de l'occurrence des activations et donc de la position des installations dans la préséance économique. Un retour d'expérience de la part des filières sera nécessaire pour progresser dans cette démarche ; il n'est pas à ce stade envisagé de définir un niveau *ex ante* pour chaque filière.

La CRE propose donc un mécanisme alternatif : les producteurs auraient l'obligation de déclarer les revenus tirés de la participation à l'équilibrage et ceux-ci seraient déduits du soutien perçu. La mise en place d'un système incitatif laissant une partie des revenus aux producteurs pourrait être envisagée. La mise en place d'un tel système pourrait cependant nécessiter une évolution législative.

<sup>105</sup> Dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence, l'estimation des éventuels revenus liés à la participation à l'équilibrage sur la durée du soutien étant très délicate, ceux-ci ne peuvent être internalisés par le candidat.



Ce système devrait concerner en priorité les nouvelles installations sous complément de rémunération, et éventuellement certaines nouvelles installations bénéficiant de l'obligation d'achat. Elles pourraient également concerner, sur la base du volontariat, les installations existantes pour lesquelles un avenant au contrat d'achat pourrait être proposé.

Enfin, lorsqu'une installation participe à l'équilibrage du réseau, elle exploite ses flexibilités techniques afin de moduler son niveau de production en fonction des besoins du système électrique. Ceci soulève plusieurs questions – *a fortiori* si l'installation est rémunérée au titre des charges de service public de l'énergie qu'elle n'injecte pas (ce qui favorise d'autant son activation) – en termes de :

- lisibilité des financements, les charges de service public de l'énergie participant indirectement au financement de l'équilibrage ;
- atteinte des objectifs de politique énergétique, si l'espérance d'activation à la hausse et à la baisse est fortement dissymétrique et conduit à une diminution de la production renouvelable.

Des dispositions spécifiques devront être étudiées avec attention pour traiter ces deux questions.

### *Orientations*

S'agissant des modalités techniques liées à la participation des ENR à l'équilibrage, la CRE est favorable à l'instruction des propositions de RTE pour favoriser cette participation (agrégation « *multi tout* » pour l'injection, constitution des capacités de manière dissociée à la hausse et à la baisse pour la réserve secondaire). La CRE demande en outre à RTE de prendre en considération la participation des ENR dans l'instruction de l'ensemble des évolutions prévues par cette feuille de route.

La participation des ENR à l'équilibrage vise principalement les installations bénéficiant d'un complément de rémunération et plus largement les producteurs dont les revenus sont fondés sur la participation aux marchés de gros (énergie et capacitaire). Elle pourrait également concerner certaines nouvelles installations sous obligation d'achat ou d'anciennes installations sous obligation d'achat sur la base du volontariat. En tout état de cause, la mise en œuvre de la participation des ENR à l'équilibrage doit être systématiquement éclairée par des chiffrages permettant de mettre en perspective les coûts et les économies attendues pour le système électrique selon le type de participation : réserves automatiques et manuelles, équilibrage offre-demande, congestion, etc. Les études quantitatives annoncées par RTE à ce sujet dans le livre vert pourront être utilisées à cet effet.

Par ailleurs, la CRE recommande que l'interaction avec les mécanismes de soutien soit explicitement prise en compte, et le cas échéant, fasse l'objet d'une évolution du cadre législatif et réglementaire. La CRE propose que les producteurs percevant des revenus supplémentaires liés à l'équilibrage aient l'obligation de les déclarer, et qu'une partie de ces revenus vienne en déduction des charges de service public de l'énergie.

Finalement, la CRE considère qu'il est nécessaire de traiter explicitement les deux problématiques soulevées par la modulation de la production d'installations bénéficiant de mécanismes de soutien : lisibilité de l'équilibre financier de l'équilibrage et atteinte des objectifs de politique énergétique.

## **2.10 METHODES DE CONCERTATION ET PROMOTION DE MODELES INNOVANTS DANS LES REGLES**

### **2.10.1 Rappel : contexte, proposition de RTE et analyse préliminaire de la CRE**

Le code de l'énergie<sup>106</sup> prévoit que les règles relatives à la programmation, aux services système et au mécanisme d'ajustement sont soumises par RTE et approuvées par la CRE, préalablement à leur mise en œuvre. Le processus d'élaboration, de concertation, puis d'approbation par la CRE des évolutions de règles figure dans le corps des règles elles-mêmes et nécessite environ une année de travail.

RTE considère que le programme de travail de la feuille de route ne laisse pas d'opportunité pour traiter des évolutions des règles non prévues qui pourraient cependant s'avérer intéressantes, notamment pour favoriser les expérimentations de solutions innovantes.

RTE propose donc d'introduire une procédure « accélérée » de développement des règles visant à favoriser l'innovation, s'appliquant à un périmètre de sujets circonscrit, et de manière expérimentale, tout en définissant des garde-fous.

Afin de permettre des évolutions plus rapides des règles sur des sujets qui n'auraient pas été abordés dans le cadre de la feuille de route de l'équilibrage, la CRE s'est exprimée, dans le cadre de la consultation publique, de manière favorable à cette proposition de RTE.

### **2.10.2 Synthèse des réponses à la consultation publique**

Sans être fondamentalement opposés à la démarche proposée, trois acteurs sont réservés et insistent sur la nécessité de mener le processus normal de concertation avant toute généralisation d'une expérimentation dans les règles.

Deux acteurs sont au contraire favorables à la possibilité de pouvoir faire évoluer les règles plus rapidement, afin de lever d'éventuelles barrières à l'entrée et de favoriser le développement de nouvelles technologies.

### **2.10.3 Orientations de la CRE**

#### *Analyse*

La CRE estime qu'il est fondamental que les procédures d'évolution des règles facilitent le développement et la participation de nouvelles capacités à l'équilibrage du système électrique, et qu'elles favorisent l'innovation. Son analyse préliminaire n'est pas remise en cause par la consultation publique.

#### *Orientations*

La CRE est favorable à l'utilisation d'une procédure « accélérée » d'évolution des règles permettant de mettre en œuvre des évolutions à titre expérimental. Les conditions suivantes devront être respectées :

- le maintien d'une consultation par RTE d'une durée de dix jours ouvrés minimum ouverte à tous les acteurs, ainsi qu'une saisine préalable de la CRE pour approbation ;
- la définition de modalités d'accès permettant des règles du jeu équitables entre acteurs, en particulier dans la mesure où les expérimentations ont lieu sur des volumes limités ;
- la définition des modalités de sortie de l'expérimentation : après une durée à déterminer, RTE devra proposer à la CRE une version des règles qui, soit intègre ces dispositions de manière pérenne, soit les supprime.

<sup>106</sup> Articles L. 321-10, L. 321-11 et L. 321-14 du code de l'énergie.

## 2.11 TRANSPARENCE SUR LES MECANISMES D'EQUILIBRAGE

Les règles MA-RE prévoient actuellement la publication par RTE d'indicateurs agrégés au pas demi-heure concernant les offres d'équilibrage activées sur son réseau.

La CRE considère qu'une transparence accrue du mécanisme d'ajustement est à même de renvoyer des signaux économiques visant à encourager le développement de flexibilités là où elles sont nécessaires, et à favoriser leur disponibilité et leur mobilisation lorsqu'elles sont les plus utiles pour le système électrique. Par ailleurs, des acteurs ont exprimé dans le cadre de la consultation publique une demande forte de renforcement de la transparence des actions entreprises par RTE pour l'équilibrage du système.

La CRE demande donc à RTE d'améliorer la transparence du fonctionnement des mécanismes d'équilibrage, notamment par la publication de données détaillées sur les offres déposées, concernant à la fois les produits standards et les produits spécifiques, comme le prescrit le règlement européen relatif à l'équilibrage, mais aussi par la publication d'informations spécifiques au modèle d'équilibrage français, reposant sur une gestion proactive des marges nécessaires et une gestion intégrée de l'équilibrage et des flux sur le réseau. RTE a notamment proposé dans son livre vert de communiquer sur les contraintes récurrentes et/ou structurelles sur son réseau. Les données demandées par la CRE sont détaillées ci-après.

La CRE demande par ailleurs aux gestionnaires de réseaux de renforcer l'information des RE concernant l'équilibre de leur périmètre, au plus proche du temps réel, afin de leur permettre d'améliorer l'anticipation de leurs déséquilibres, réduisant ainsi les coûts d'équilibrage supportés par les consommateurs, comme détaillé dans la partie 2.4.3.

### 2.11.1 Transparence sur les données relatives à l'équilibrage

#### Publication des données prévues par le règlement européen relatif à l'équilibrage

La CRE demande à RTE de mettre en œuvre dans les meilleurs délais la publication des données prévues par le règlement européen relatif à l'équilibrage. Par ailleurs, RTE devra effectuer cette publication dans un format harmonisé entre les GRT européens au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du règlement européen relatif à l'équilibrage<sup>107</sup>. Les données concernées sont, en particulier :

- des informations sur toutes les offres d'énergie d'équilibrage déposées (produits standards et produits spécifiques), anonymisées si nécessaire, au plus tard 30 min après la fin du pas de règlement des écarts concerné. Ces informations comprennent :
  - le type de réserve (réserves secondaire, rapide et complémentaire) et le délai de mobilisation de l'offre ;
  - la période de validité de l'offre ;
  - les volumes et les prix offerts ;
  - les volumes activés et les prix payés, le cas échéant ;
  - des informations indiquant si une offre a été déclarée indisponible par l'acteur ;
  - des informations indiquant si l'offre a été convertie à partir d'un produit spécifique.
- le cas échéant, des informations concernant les modalités de conversion des offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits spécifiques, au plus tard 30 min après la fin du pas de règlement des écarts concerné ;
- des informations agrégées sur les offres d'énergie d'équilibrage au plus tard 30 min après la fin du pas de règlement des écarts concerné, qui comprennent :
  - le volume total des offres d'énergie d'équilibrage déposées et activées, ventilées par type de réserve et ventilées entre produits standards et spécifiques ;
  - le volume d'offres indisponibles ventilées par type de réserve.
- des informations sur les capacités d'équilibrage offertes et retenues par RTE, le cas échéant (réserves primaire, secondaire, rapide et complémentaire), ainsi que sur les prix offerts et payés pour les capacités d'équilibrage acquises, anonymisées si nécessaires, au plus tard une heure après que les résultats de la procédure d'acquisition ont été notifiés aux soumissionnaires.

Le délai de mise en œuvre de ces publications devra faire l'objet d'une proposition de RTE à la CRE, après concertation avec les acteurs de marché, d'ici le 1<sup>er</sup> janvier 2018.

<sup>107</sup> Article 12 du règlement européen relatif à l'équilibrage.

La mise en œuvre de la publication de ces données, dans un format harmonisé entre les GRT européens, devra en tout état de cause intervenir au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du règlement européen relatif à l'équilibrage<sup>108</sup>.

#### Publication d'informations complémentaires liées aux spécificités du système français

Outre les éléments prévus par le règlement européen relatif à l'équilibrage, la CRE demande à RTE de publier les données complémentaires suivantes spécifiques au modèle français de gestion proactive de l'équilibrage :

- dans le cadre de la publication détaillée des offres prévues par le règlement européen relatif à l'équilibrage, l'identification des offres non transmises aux plateformes européennes ou non activées dans la préséance économique sur le système français, et le motif associé (reconstitution des marges, congestion,...) ;
- le volume demandé par RTE (et le cas échéant le prix maximum associé) aux plateformes européennes ;
- l'actualisation des marges requises et des marges prévisionnelles aux pointes, voire si cela est pertinent, pour chaque heure de la journée.

Enfin, la CRE demande à RTE de communiquer sur les contraintes récurrentes et/ou structurelles identifiées sur le réseau de transport, présentées sous la forme d'une carte identifiant notamment les zones géographiques les plus pertinentes pour l'agrégation d'offres de flexibilités.

La fréquence et le délai de mise en œuvre de ces publications devront faire l'objet d'une proposition de RTE à la CRE, après concertation avec les acteurs de marché, d'ici le 1<sup>er</sup> janvier 2018.

#### 2.11.2 Visibilité donnée aux responsables d'équilibre

La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de publier des données proches du temps réel à destination des RE, afin de leur permettre d'améliorer l'anticipation de leurs déséquilibres en ce qui concerne les consommations profilées. Elle demande ainsi à RTE et à l'ensemble des GRD de travailler à la publication de l'écart national de profilage ainsi que le coefficient de calage national pour une semaine S donnée dès la semaine S+1, au plus tard en 2019.

Par ailleurs, la CRE demande à Enedis et à RTE de définir les modalités de publication des profils dynamiques lors de leur mise en œuvre, en concertation avec les acteurs, dans un délai compatible avec la mise en œuvre de ces profils. La CRE demande en outre à RTE et aux GRD de définir, en concertation avec les acteurs, les modalités de publication de données leur permettant d'anticiper le calcul de la réconciliation temporelle avant son dénouement financier, afin d'accompagner la mise en œuvre du règlement des écarts calculés lors de la réconciliation temporelle au PRE et non plus au prix spot.

Délibéré à Paris, le 22 juin 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Un commissaire,

Christine CHAUVET

<sup>108</sup> Article 12 (5) du règlement européen relatif à l'équilibrage.

**ANNEXE 1 : CALENDRIER DE LA FEUILLE DE ROUTE DE L'EQUILIBRAGE DU SYSTEME ELECTRIQUE PROPOSE PAR LA CRE**

**INSTRUCTION EN 2017/2018**

Début d'ins-truction proposée par la CRE	Proposition de la CRE	Paragraphe	Chapitre de la feuille de route	2017				2018				2019				2020				2021				2022			
				Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
<b>Instruction dans le cadre des règles MA-RE v8.3</b>																											
2017	Analyse coûts/bénéfices comparée du projet TERRE et du passage à des guichets infra journaliers transfrontaliers et des guichets de programmation toutes les 30 minutes	2.1	6																								
2017	Etude d'impact du « modèle marges »	2.2	7																								
2017	Etude d'impact de la gestion intégrée de l'équilibrage et des flux sur le réseau	2.3	8																								
2017	Participation à une initiative régionale d'échange d'énergie de réserve secondaire selon la préséance économique	2.5	10																								
2017	Extension du dispositif de programmation aux installations de production raccordées à un RPD (ordonnance du 3 août 2016)	2.2	7																								
2017	Proposition d'un calendrier pour la publication des données prévues par le règlement européen relatif à l'équilibrage	2.11	-																								
2017	Proposition d'un calendrier pour la publication des informations complémentaires demandées par la CRE	2.11	-																								
2017	Insertion d'une part de contractualisation journalière des réserves	2.7	12																								
2017	Prise en compte de l'activation de mesures exceptionnelles par RTE dans le règlement des écarts	2.4	9																								
2017	Passage à un pas de règlement des écarts à 15 min	2.4	9																								
<b>Instruction dans le cadre des règles MA-RE v9</b>																											
2017/2018	Proposition d'un calendrier de mise en œuvre du profilage dynamique et d'une reconstitution des flux par courbes de charge pour le domaine BT>36kVA	2.4	9																								
2017/2018	Analyse coûts/bénéfices du passage à un modèle réactif avec une fenêtre opérationnelle réduite	2.1	6																								
2017/2018	Règlement du processus de réconciliation temporelle au PRE	2.4	9																								

La date de mise en œuvre "définitive" sera déterminée lors de l'étude conduite par la CRE concernant le passage à un pas de règlement des écarts à 15 minutes



2017/2018	Etude de l'impact sur la fréquence d'un passage à un DMO de 450 secondes pour la réserve secondaire	2.5	10					
2017/2018	Instruction de la suppression des rampes d'urgence pour la réserve secondaire	2.5	10					
2017/2018	Mise en œuvre de la plateforme TERRE	2.1 & 2.5	6 & 10					
2017/2018	Amélioration du dispositif de programmation	2.2	7					
2017/2018	Transmission des programmes de marche	2.2	7					
2017/2018	Mise en œuvre des processus pour l'articulation entre la gestion des flux réseau et l'équilibrage	2.3	8					
2017/2018	Etude de l'opportunité de passer à un profilage dynamique par offre tarifaire	2.4	9					
2017/2018	Définition du dispositif de rémunération et de contrôle des offres standards	2.6	11					
2017/2018	Préqualification technique des fournisseurs de services d'ajustement	2.6	11					
2017/2018	Harmonisation des modalités de rémunération des offres activées entre injection et soutirage	2.6	11					
2017/2018	Rémunération des offres standards au prix marginal (sans plages d'offres)	2.6	11					
2017/2018	Intégration de la possibilité pour un support d'offre (et donc un site) de formuler des offres pour différents produits	2.8	13					
2017/2018	Publication des résultats du processus "écarts" en S+1	2.4	9					
2017/2018	Etude de l'intérêt économique et de la faisabilité contractualisation supranationale de la réserve secondaire	2.7	12					
2017/2018	Intégration des ENR aux mécanismes de marché	2.9	14					



**INSTRUCTION EN 2018/2019**

Début d'instruction proposée par la CRE	Proposition de la CRE	Paragraphe	Chapitre de la feuille de route	2018				2019				2020				2021				2022				2023			
				Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
2018/2019	[Sous réserve] Amélioration du modèle marge et mise en œuvre d'un régime de compensation des offres bloquées	2.2	7																								
2018/2019	[Sous réserve] Mise en œuvre d'un régime de compensation des offres bloquées pour cause congestion	2.3	8																								
2018/2019	Insertion des produits standards dans la contractualisation des réserves	2.7	12																								
2018/2019	[Sous réserve] Définition d'un cadre de concurrence permettant l'exploitation d'un site par plusieurs opérateurs	2.8	13																								
2018/2019	Gestion coordonnée GRT/GRD des flexibilités raccordées aux RPD	2.3	8																								
2018/2019	[Sous réserve] Passage à une activation par préséance économique sur la réserve secondaire au niveau français (si absence de participation à une initiative régionale sur cette réserve)	2.5	10																								
2018/2019	Evolution des dynamiques de constitution des périmètres et des supports d'offres	2.8	13																								
2018/2019	Déclinaison précise du modèle d'agrégation	2.8	13																								
2018/2019	[Sous réserve] Intégration de possibilités d'agrégation entre les capacités 1/ d'injection et de soutirage et 2/ raccordées au RPD et au RPT	2.8	13																								
2018/2019	Alignement des modalités de constitution des offres d'énergie et de capacité	2.8	13																								
2018/2019	Mise en œuvre de la plateforme européenne d'échange d'énergie de réserve tertiaire rapide	2.5	10																								
2018/2019	Mise en œuvre de la plateforme européenne d'échange d'énergie de réserve secondaire	2.5	10																								
2018/2019	Intégration des ENR aux mécanismes de marché	2.9	14																								

**INSTRUCTION EN 2019/2020**

Début d'instruction proposée par la CRE	Proposition de la CRE	Paragraphe	Chapitre de la feuille de route	2018				2019				2020				2021				2022				2023			
				Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
2019/2020	[Sous réserve] Suppression du facteur k et mise en œuvre d'un prix de règlement des écarts plus incitatif	2.4	9																								
2019/2020	Mis en œuvre de guichets infra journaliers transfrontaliers et de guichets de programmation toutes les 30 min	2.1	6																								
2019/2020	[Sous réserve] Mise en œuvre d'une contractualisation régionale de la réserve secondaire	2.7	12																								
2019/2020	Rapport sur l'utilisation des produits spécifiques	2.6	11																								
2019/2020	Instruction du passage à des guichets infra journaliers transfrontaliers et des guichets de programmation toutes les 15 minutes	2.1	6																								
2020/2021	Mise en cohérence des pas de programmation et de règlement des écarts	2.2	7																								
2020/2021	Mise en cohérence des pas de contrôle du réalisé et de règlement des écarts	2.6	11																								
2019/2021	Intégration des ENR aux mécanismes de marché	2.9	14																								

La date de mise en œuvre "définitive" sera déterminée lors de l'étude conduite par la CRE concernant le passage à un pas de règlement des écarts à 15 minutes

## **ANNEXE 2 : DOCUMENTS DE REFERENCE**

Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français – livre vert de RTE

Les versions abrégée et complète du livre vert de RTE sont disponibles aux liens suivants :

- version abrégée :
  - [http://www.rte-france.com/sites/default/files/livre\\_vert\\_equilibre\\_od\\_version\\_abregee.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/livre_vert_equilibre_od_version_abregee.pdf)
- version complète :
  - [http://www.rte-france.com/sites/default/files/livre\\_vert\\_equilibre\\_od\\_version\\_detaillee.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/livre_vert_equilibre_od_version_detaillee.pdf).

L'étude qualitative de l'impact de différents modèles de sûreté sur le système électrique français réalisée par le cabinet Microeconomix est disponible aux liens suivants :

[http://www.microeconomix.fr/sites/default/files/microeconomix -  
\\_etude\\_economique\\_qualitative\\_des\\_modeles\\_de\\_surete\\_-\\_rapport\\_complet\\_-\\_vf.pdf](http://www.microeconomix.fr/sites/default/files/microeconomix_-_etude_economique_qualitative_des_modeles_de_surete_-_rapport_complet_-_vf.pdf)

Etude d'ENTSO-E sur l'évolution du pas de règlement des écarts

L'étude d'ENTSO-E sur l'évolution du pas de règlement des écarts est disponible au lien suivant :

- [https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/cba-imbalance-settlement-  
period/Pages/default.aspx](https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/cba-imbalance-settlement-period/Pages/default.aspx)

Règlement européen établissant une ligne directrice pour l'équilibrage du système électrique – version du 16 mars 2017

La version du règlement européen établissant une ligne directrice pour l'équilibrage du système électrique votée par les Etats membres le 16 mars 2017 est disponible au lien suivant :

- <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes>

Proposition de la Commission Européenne « *Une énergie propre pour tous les Européens* »

L'ensemble des documents composant la proposition de la Commission européenne « *Une énergie propre pour tous les Européens* » du 30 novembre 2016 est disponible au lien suivant :

- [https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-  
transition](https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition)