

CONSULTATION PUBLIQUE

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français

Le modèle français d'équilibrage du système électrique sera amené à évoluer en profondeur ces prochaines années sous l'effet de deux changements majeurs :

- l'accroissement des besoins de flexibilité du système électrique, du fait de la transition énergétique et notamment de la forte croissance des énergies renouvelables intermittentes ;
- le renforcement de l'intégration européenne des marchés et des systèmes d'équilibrage en particulier avec la mise en œuvre du règlement européen relatif à l'équilibrage.

Il est essentiel que l'ensemble des parties prenantes concernées anticipe les évolutions à venir. Aussi, la CRE a demandé à RTE d'établir un programme de travail pluriannuel définissant les principales caractéristiques du modèle d'équilibrage cible à mettre en œuvre en France et le séquençage des évolutions envisagées afin de le décliner. Ce travail a pour objectif d'apporter aux acteurs de marché une visibilité suffisante sur les évolutions à venir.

RTE a publié en juillet 2016 un document intitulé « *Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français - 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 rendues nécessaires par la mise en œuvre des textes européens ainsi que les autres propositions d'évolution envisagées par RTE. Le document fournit en outre un calendrier associé à l'ensemble de ces évolutions.

La CRE souhaite consulter l'ensemble des parties prenantes sur la feuille de route proposée par RTE, ainsi que sur sa propre analyse préliminaire.

A l'issue de cette consultation, la CRE a l'intention de prendre une délibération au premier trimestre 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français.

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le vendredi 20 janvier 2016, par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp4@cre.fr;

Les contributions non confidentielles seront publiées par la CRE. Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que votre réponse soit considérée comme confidentielle ou anonyme. A défaut, votre contribution sera considérée comme non confidentielle et non anonyme.

Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.

SOMMAIRE

CONSULTATION PUBLIQUE	1
1. INTRODUCTION	3
1.1 OBJECTIFS DE LA FEUILLE DE ROUTE DE L'EQUILIBRAGE DU SYSTEME ELECTRIQUE.....	3
1.2 CADRE JURIDIQUE	3
2. SYNTHESE DE L'ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE.....	4
3. FEUILLE DE ROUTE PROPOSEE PAR RTE ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE.....	6
3.1 ARTICULATION DES MARCHES DE COURT TERME	6
3.2 MODELE DE GESTION DES MARGES ET DIMENSIONNEMENT DES RESERVES.....	7
3.3 COORDINATION ENTRE EQUILIBRAGE ET GESTION DES FLUX SUR LE RESEAU	10
3.4 ROLE, INCITATIONS ET LEVIERS DES RESPONSABLES D'EQUILIBRE	11
3.5 CARACTERISTIQUES DES PRODUITS STANDARDS	14
3.6 REMUNERATION ET CONTROLE DES OFFRES D'AJUSTEMENT	16
3.7 PRINCIPES DE CONTRACTUALISATION DES RESERVES ENTRE GRT	18
3.8 CONSTITUTION DES OFFRES ET AGREGATION	20
3.9 PARTICIPATION DES ENERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES	22
3.10 METHODES DE CONCERTATION ET PROMOTION DE MODELES INNOVANTS DANS LES REGLES	24
3.11 QUESTIONS SUR LA PROPOSITION DE LA COMMISSION EUROPEENNE POUR LE PAQUET D'HIVER.....	25
4. CALENDRIER DE LA FEUILLE DE ROUTE DE L'EQUILIBRAGE DU SYSTEME ELECTRIQUE PROPOSE PAR LA CRE.....	26
4.1 INSTRUCTION EN 2017.....	26
4.2 INSTRUCTION EN 2018.....	27
4.3 INSTRUCTION EN 2019.....	28
5. SYNTHESE DES QUESTIONS AUX ACTEURS.....	29
6. ANNEXES	32
6.1 FEUILLE DE ROUTE DE L'EQUILIBRAGE DU SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS – LIVRE VERT DE RTE....	32
6.2 ETUDE ENTSO-E SUR L'EVOLUTION DU PAS DE REGLEMENT DES ECARTS.....	32
6.3 PROJET DE REGLEMENT EUROPEEN ETABLISSANT UNE LIGNE DIRECTRICE POUR L'EQUILIBRAGE DU SYSTEME ELECTRIQUE – VERSION DU 10 OCTOBRE 2016	32
6.4 PAQUET D'HIVER	32

1. INTRODUCTION

1.1 Objectifs de la feuille de route de l'équilibrage du système électrique

L'accès aux mécanismes d'équilibrage du système électrique est défini, d'une part, par les règles dites « MA-RE » pour le mécanisme d'ajustement et, d'autre part, par les règles dites « SSy Fréquence » pour les services système de réglage de la fréquence. 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).

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, il est essentiel que l'ensemble des parties prenantes concernées au niveau français anticipe les évolutions à venir. Aussi, la CRE a demandé 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 ». 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. Le document fournit également un calendrier associé à l'ensemble de ces évolutions.

A la suite de la présente consultation publique, la CRE envisage de prendre au premier trimestre 2017 une délibération portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français.

1.2 Cadre juridique

Le règlement européen relatif à l'équilibrage (« *Guideline on Electricity Balancing* ») est actuellement en phase finale d'élaboration et devrait être examiné par les Etats Membres lors de la prochaine séance de comitologie prévue au mois de janvier 2017. Ce règlement qui est susceptible d'entraîner des changements significatifs dans le fonctionnement des mécanismes d'équilibrage devrait énoncer des lignes directrices pour l'intégration des marchés de l'équilibrage. Il devrait toutefois laisser dans une large mesure le soin aux gestionnaires de réseau de transport (GRT) d'en proposer une déclinaison concrète. Le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage prévoit en particulier la mise en place d'échanges d'énergie d'équilibrage *via* des plateformes européennes (de réserve complémentaire, de réserve rapide, de réserve secondaire et de compensation des déséquilibres entre GRT¹).

La rédaction du règlement européen relatif à l'équilibrage n'étant pas achevée, les références qui y sont faites dans cette consultation pourraient être amenées à évoluer, entraînant potentiellement une révision de la feuille de route proposée (notamment pour son volet calendrier). En outre, certaines dispositions du projet de règlement sur lesquelles RTE s'est appuyé lors de la rédaction de la « Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français » ont déjà évolué. La version du projet de règlement européen relatif à l'équilibrage présentée en réunion de comitologie le 25 octobre 2016 est annexée à la présente consultation.

Par ailleurs, les changements récents du cadre législatif et réglementaire français, dont ceux issus de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (ci-après « LTECV »), visent à promouvoir la participation des effacements de consommation et des énergies renouvelables aux mécanismes de marché. Dans le cas de l'équilibrage, ceci nécessitera de faire évoluer les dispositions relatives à ces filières dans les prochaines versions des règles MA-RE et SSy Fréquence.

¹ « *Imbalance netting* »

2. SYNTHÈSE DE L'ANALYSE PRÉLIMINAIRE DE LA CRE

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

- une gestion de l'équilibrage centralisée et proactive, 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 (RPT), dépôt d'offres libres indépendamment de la contractualisation, agrégateurs valorisant les flexibilités des sites de soutirage indépendamment de leur fournisseur ;
- 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 se félicite de cette initiative de RTE qui permet de partager largement 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.

De manière générale, 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 et 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.

Toutefois, le modèle français de l'équilibrage est amené à évoluer profondément ces prochaines années, sous l'effet de deux évolutions principales :

- la nécessité d'accompagner la transition énergétique, qui entraîne des besoins accrus de flexibilité du système électrique français et européen afin d'intégrer les énergies intermittentes ;
- le renforcement de l'intégration des marchés européens, tel que prévu par le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage.

Dans la troisième partie de son livre vert, RTE propose une feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, dont l'objectif est de répondre à ces enjeux de manière proportionnée sans remettre en cause les fondements du système d'équilibrage français.

La CRE partage, dans une large mesure, le diagnostic et les propositions de RTE. En particulier, la CRE considère que les efforts prioritaires d'évolutions du système d'équilibrage devront concerner les échanges d'énergie d'équilibrage entre les différents pays européens, le renforcement des incitations auprès des différentes parties prenantes de l'équilibrage, la participation des énergies renouvelables et la coordination entre gestionnaires de réseau de transport et de distribution.

Concernant les échanges d'énergie d'équilibrage qui sont le socle du projet de 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 d'échanges d'énergie de réserve tertiaire mobilisable en moins de 30 minutes (projet dit « *TERRE* » pour « *Trans European Replacement Reserves Exchanges* ») fait état de gains de l'ordre de 110 M€ par an pour des échanges entre sept pays sur ce seul type de réserve². 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 de l'ordre de 10 à 15 M€ par an.

Toutefois, 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 dits « *Self Dispatch* », modèles d'équilibrage où les GRT anticipent les déséquilibres ou réagissent uniquement à ces déséquilibres), qui reflètent souvent des fondamentaux différents entre pays : mix énergétique, taille du réseau et congestions possibles, niveau de concurrence... Il apparaît que ces modèles fonctionnent correctement pour chacun des GRT qui les utilise. A ce stade, la CRE considère, comme RTE, qu'il n'est ni nécessaire ni souhaitable d'uniformiser ces mécanismes pour intégrer les marchés.

² 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). L'ordre de grandeur des gains issus du couplage des marchés journaliers était de 10 à 50 M€ de réduction des coûts d'approvisionnement par frontière couplée.

Cette position est cohérente avec le projet de 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 préséance économique. La CRE estime que le projet de règlement européen représente 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.

La CRE est donc favorable, à ce stade, aux principales orientations proposées par RTE pour le système d'équilibrage cible et la feuille de route :

- une fenêtre opérationnelle d'une heure minimum, afin de pouvoir conserver une gestion centralisée et proactive de l'équilibrage ;
- des produits spécifiques auquel RTE pourra avoir recours 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 ;
- un mécanisme d'ajustement ouvert notamment aux agrégateurs indépendants valorisant des effacements de consommation ;
- un volume de contractualisation des réserves maîtrisé, reposant, d'une part, sur des modalités de contractualisation ayant permis un accroissement de la concurrence au cours des dernières années, et d'autre part, sur une gestion journalière dynamique des réserves *via* le modèle marges.

La CRE considère toutefois, à ce stade, que la feuille de route proposée par RTE pourrait être améliorée sur plusieurs points :

- en assurant que le recours aux produits standards sera privilégié pour l'équilibrage du système, afin de tirer tous les bénéfices de l'intégration européenne ;
- en renforçant la transparence sur les conditions dans lesquelles des produits spécifiques sont retenus hors de la préséance économique ;
- en continuant les travaux de développement et d'ouverture au marché des services système, en particulier pour la réserve secondaire.

La CRE note que les dispositions relatives à l'équilibrage présentées par la Commission européenne dans sa proposition récemment publiées (« *Une énergie propre pour tous les Européens* » du 30 novembre 2016, ci-après « *paquet d'hiver* ») pourraient remettre en cause le principe évoqué précédemment de préservation des spécificités des différents modèles nationaux d'équilibrage, sans que les bénéfices des mesures envisagées soient à ce stade établis.

En particulier, la contractualisation commune régionale et journalière pour la totalité des réserves d'équilibrage qui figure dans le paquet d'hiver devra faire l'objet d'une analyse approfondie : de telles dispositions entraîneraient des changements significatifs des modèles nationaux actuels et nécessiteraient la réservation de capacité transfrontalière qui ne pourrait plus être utilisée pour les échéances journalière et infra journalière. Une telle évolution du fonctionnement des interconnexions électriques ne saurait être envisagée sans que les bénéfices en soient avérés.

De même, s'agissant des effacements, la CRE constate que le texte du paquet d'hiver est favorable aux agrégateurs d'effacements en ce qu'il prévoit, comme c'est le cas en France, la possibilité d'agir sur des flexibilités indépendamment de tout accord avec les fournisseurs des sites concernés. Toutefois, la CRE 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 effacé³.

La CRE invite les parties intéressées, dans le cadre de la présente consultation publique, à lui faire part de leurs analyses sur les sujets relatifs à l'équilibrage figurant dans les propositions de la Commission européenne. Trois questions sur ce thème figurent à la fin du document de consultation.

³ Au titre du maintien, pour le responsable d'équilibre de ce fournisseur, de la responsabilité financière de l'approvisionnement du bloc d'énergie transféré à l'opérateur d'effacement.

3. FEUILLE DE ROUTE PROPOSEE PAR RTE ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE

Pour une description détaillée et exhaustive des propositions de RTE, les parties prenantes sont invitées à se référer à la « *Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français* » publiée par RTE. Les parties « *Propositions de RTE* » de ce chapitre en constituent une synthèse.

3.1 Articulation des marchés de court terme

3.1.1.1 Contexte et cadre juridique

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. Dans les faits, il active majoritairement des offres pour l'équilibrage entre 1 et 2 heures avant le temps réel. Cette fenêtre d'une durée comprise entre 1 heure et 2 heures correspond à la fenêtre opérationnelle exclusive de RTE⁴. Elle repose sur deux paramètres :

- un délai de neutralisation d'une heure : par exemple, à 10h, les responsables d'équilibre 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.
- une durée d'une heure entre chaque guichet couvrant une période de livraison d'une heure : dans le même exemple, à 10h, les responsables d'équilibre ne peuvent plus engager d'action d'équilibrage de leur périmètre au titre de la période de livraison de 11h à 12h.

Le projet de règlement relatif à l'équilibrage exclut en l'état tout recouvrement entre les actions des responsables d'équilibre pour l'équilibrage de leur périmètre et les actions du GRT pour l'équilibrage. Ainsi, les GRT ne pourront engager des actions d'équilibrage qu'après la clôture des marchés infra journaliers transfrontaliers. 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* »), celle-ci ne peut avoir lieu au plus tôt qu'une heure avant le temps réel (soit par exemple au plus tôt à 10h pour la période de livraison débutant à 11h).

La définition de cette heure limite de fermeture du guichet infra journalier a fait l'objet d'une consultation publique menée par l'ensemble des GRT européens du 18 avril au 18 mai 2016⁵. Dans ce document, les GRT avaient proposé aux acteurs de marché de fixer la fermeture du guichet infra journalier une heure avant le temps réel, ce qui correspond à l'échéance la plus tardive observée aux frontières françaises. Les régulateurs européens devront prendre une décision d'approbation en 2017 sur la proposition finale des GRT qui leur sera soumise d'ici la fin de l'année 2016.

Il en résulte que, lorsque les règlements européens précités seront mis en œuvre, RTE ne devrait plus pouvoir effectuer d'ajustement en amont de la fenêtre opérationnelle pour des motifs d'équilibrage. Des exceptions devraient cependant être maintenues pour la gestion des congestions et la reconstitution des marges.

3.1.1.2 Proposition de RTE

RTE propose de définir une fenêtre opérationnelle d'une durée comprise entre 1h et 1h15 ou 1h30, résultant de deux paramètres :

- le maintien d'un délai de neutralisation (donc d'un guichet infra journalier transfrontalier) d'une heure avant le début de la période de livraison. Ce délai de neutralisation est structurant pour permettre à RTE de continuer à appliquer une gestion centrale et proactive de l'équilibrage ;
- l'alignement du 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 le premier trimestre 2023. Cette évolution aurait pour conséquence de réduire la période de livraison. Dans la situation actuelle, cela se traduirait par la mise en œuvre de produits infra journaliers transfrontaliers d'une durée de livraison de 30 minutes, pouvant être échangés par les acteurs jusqu'à une heure avant le début de la livraison, et donc une fenêtre opérationnelle d'une durée maximum de 1h30. La partie 3.4.1 de la présente consultation traite d'une éventuelle réduction du pas de règlement des écarts à 15 minutes ; dans ce cas, le même raisonnement conduit à définir un guichet infra journalier transfrontalier toutes les 15 minutes et une fenêtre opérationnelle d'une durée maximum de 1h15.

⁴ Les actions prises par RTE en amont de cette fenêtre ne sont pas exclusives puisque les marchés journaliers ne sont pas clos.

⁵ https://consultations.entsoe.eu/markets/intraday-cross-zonal-gate-opening-and-gate-closure/supporting_documents/IDCZGT%20proposal%20and%20Explanatory%20Document.pdf

3.1.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est favorable au principe de non-recouvrement du marché infra journalier et des mécanismes d'équilibrage, qui permet une répartition claire de la responsabilité de l'équilibrage :

- les responsables d'équilibre, lorsque les marchés transfrontaliers sont encore ouverts ;
- le GRT, qui s'appuie sur les fournisseurs de services d'ajustement, pendant la fenêtre opérationnelle.

A ce stade, la CRE est favorable au maintien du délai de neutralisation d'une heure : sa réduction induirait des changements profonds dans la gestion de l'équilibrage et des flux sur le réseau en France qui rendraient difficile la mise en œuvre des principales dispositions du projet de règlement relatif à l'équilibrage. La CRE est également favorable à ce que RTE puisse agir en amont de la fenêtre opérationnelle pour des motifs relevant de la sécurité du système (reconstitution des marges, partie 3.2).

La CRE est également favorable à ce stade au principe de définir des produits infra journaliers transfrontaliers d'une durée égale à celle du pas de règlement des écarts, et d'aligner le nombre de guichets infra journaliers transfrontaliers sur la durée de tels produits infra journaliers. La proposition de RTE d'augmenter d'ici 2023 le nombre de guichets infra journaliers transfrontaliers (à 48 guichets par jour pour un pas de temps de règlement des écarts de 30 min et à 96 guichets pour un pas de 15 minutes) offrira en effet davantage de flexibilité aux acteurs pour échanger de manière proche du temps réel, tout en permettant à RTE de maintenir une gestion centralisée et proactive de l'équilibrage grâce au délai de neutralisation d'une heure.

Aux interconnexions avec l'Allemagne et la Suisse où des produits infra journaliers transfrontaliers d'une durée de 30 minutes sont déjà proposés, la CRE est favorable à ce stade à une évolution plus rapide vers 48 guichets infra journaliers, qui permettrait pour chaque demi-heure de livraison un accès au marché plus proche du temps réel. Elle souhaite que ce sujet soit instruit en 2017 dans la perspective d'une mise en œuvre en 2018.

3.1.1.4 Questions aux acteurs

Q1 : Etes-vous favorable à la proposition de RTE de fixer le délai de neutralisation (et donc le guichet de programmation et le guichet d'échanges infra journaliers transfrontaliers) à une heure avant le début de la livraison physique ? Pensez-vous qu'à terme il sera nécessaire de réduire le délai de neutralisation en dessous d'une heure avant le début de la livraison physique ?

Q2 : Etes-vous en accord avec la proposition de RTE d'aligner le nombre de guichets infra journaliers transfrontaliers sur le pas de règlement des écarts, lors de son éventuel passage à 15 minutes ?

Q3 : D'ici l'éventuelle réduction du pas de règlement des écarts à 15 minutes, pensez-vous qu'il faille mettre en œuvre un guichet infra journalier transfrontalier toutes les 30 minutes, aux frontières où des produits d'une durée de 30 minutes sont déjà proposés ? Si oui, êtes-vous favorable au calendrier proposé par la CRE (instruction en 2017 et mise en œuvre en 2018) ?

Q4 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.1 ?

3.2 Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves

3.2.1 Modèle de sureté français

3.2.1.1 Contexte et cadre juridique

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 (partie 3.7), 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.

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

3.2.1.2 Proposition de RTE

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

RTE propose donc de maintenir ce modèle tout en instruisant dès 2017 (dans les règles MA-RE v9) deux recommandations formulées par le cabinet Microeconomix : (i) assurer la neutralité technologique du mécanisme et (ii) renvoyer plus finement les coûts de reconstitution des marges aux responsables d'équilibre.

3.2.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE constate que le modèle marge représente l'un des fondamentaux de la gestion de l'équilibrage par RTE et qu'un tel dispositif n'est pas remis en cause par le projet de règlement relatif à l'équilibrage. Par ailleurs, le maintien de ce modèle n'empêche pas la mise en œuvre du projet de règlement relatif à l'équilibrage et notamment le développement des échanges d'énergie. Ce point est essentiel afin de pouvoir bénéficier des gains liés à l'intégration des marchés d'équilibrage.

A ce stade, la CRE est donc favorable au maintien du modèle marges. Toutefois, le règlement relatif à l'équilibrage prévoit de partager l'intégralité des offres d'équilibrage standards sur des plateformes d'échange, alors que le modèle marges requiert notamment que RTE puisse réserver des offres d'énergie d'équilibrage, sous forme de produits standards ou de produits spécifiques. La CRE estime donc souhaitable que RTE clarifie dès 2017 l'interaction du dispositif de partage des offres d'équilibrage standards et la méthodologie de calcul des marges permettant de respecter l'objectif de partage de l'intégralité des offres d'équilibrage standards sur des plateformes d'échange.

En outre, afin d'améliorer le fonctionnement et l'interaction du marché infra journalier et du mécanisme d'ajustement, la CRE envisage de demander à RTE de renforcer la transparence concernant les activations qu'il mène pour reconstituer les marges et leurs impacts sur le marché infra journalier. La CRE invite les acteurs à formuler des propositions concernant les données et indicateurs dont ils souhaiteraient disposer à ce sujet.

Enfin, la CRE envisage à ce stade de ne pas retenir les évolutions du modèle marges proposées par RTE. En effet, la question de la neutralité technologique ne paraît pas revêtir un caractère prioritaire⁶, et l'affectation des coûts additionnels liés à la reconstitution des marges a déjà été traitée par la CRE dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur le TURPE 5 HTB.

3.2.1.4 Questions aux acteurs

Q5 : Etes-vous favorable au maintien du modèle marges tel que proposé par RTE en France ? En particulier, êtes-vous favorable au maintien d'actions de RTE pour reconstituer les marges en amont de la fermeture du dernier guichet de nomination transfrontalier ?

Q6 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE visant à renforcer la transparence du modèle marges ? Quelles propositions concrètes pourriez-vous émettre en ce sens ?

Q7 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas retenir les deux recommandations de Microeconomix proposées par RTE dans les priorités à traiter dès 2017 ?

Q8 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.2.1 ?

⁶ Au regard des caractéristiques du modèle marge et des transformations en cours du système d'équilibrage.

3.2.2 Dispositif de programmation

3.2.2.1 Contexte et cadre juridique

L'article L. 321-9 du code de l'énergie impose aux producteurs raccordés au RPT d'établir des programmes d'appel. Cette obligation est déclinée dans les règles MA-RE et permet à RTE de disposer du programme de fonctionnement des groupes de production raccordés au RPT. Ce programme est défini dès la veille à 16h30 à pas demi-horaire, et peut être déclaré de nouveau jusqu'à une heure avant la livraison. Ces groupes ont par ailleurs l'obligation d'offrir leur capacité disponible sur le mécanisme d'ajustement (article L. 321-13 du code de l'énergie).

La même obligation de programmation est imposée aux installations « *non marginales* » raccordées à un réseau public de distribution (RPD) par l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques pour le raccordement à un RPD. Cet arrêté précise que les programmes d'appel de ces installations doivent être transmis au GRD. L'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 prise en application de l'article 119 de la LTECV oblige les installations raccordées au RPD et participant au mécanisme d'ajustement à transmettre leur programme d'appel directement au GRT.

3.2.2.2 Proposition de RTE

L'approche utilisée par RTE pour l'équilibrage, fondée sur une gestion conjointe de l'équilibrage et des congestions locales, lui impose de disposer avec une grande finesse d'informations sur les prévisions d'injection sur le réseau. RTE souhaite donc maintenir et améliorer le dispositif de programmation.

RTE propose d'instruire dès 2017 (règles MA-RE v9) :

- la déclinaison de l'obligation, imposée par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016, de transmettre pour les installations de production raccordées au RPD et participant au mécanisme d'ajustement leur programme d'appel directement à RTE ;
- l'extension de l'obligation d'offrir la puissance disponible sur le mécanisme d'ajustement à d'autres capacités, par exemple certains sites de soutirage (pour une mise en œuvre effective au 1^{er} janvier 2019).

RTE propose d'instruire en 2018 (règles MA-RE v10) pour une mise en œuvre en avril 2019 :

- l'extension du dispositif de programmation aux consommateurs raccordés au RPT et aux fournisseurs (pour leurs effacements) selon des modalités (seuil, agrégation, modes de transmission) à définir ;
- la réduction du pas de programmation de 30 minutes à 5 minutes.

3.2.2.3 Analyse préliminaire de la CRE

A ce stade de l'analyse, hormis la déclinaison de l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 relative à la transmission des programmes d'appel pour les installations de production raccordées au RPD, les évolutions relatives à la programmation (réduction du pas, extension à de nouvelles capacités du dispositif et de l'obligation d'offrir la puissance disponible) ne paraissent pas prioritaires. De telles dispositions imposeraient des contraintes et des coûts aux acteurs, alors que les bénéfices associés pour le système électrique ne sont à ce stade pas avérés.

En particulier, la réduction du pas de programmation n'est pas indispensable si RTE révisé ses méthodes de découpage temporel des programmes d'appel et des programmes de marche. A ce stade, la CRE n'est toutefois pas opposée à ce que RTE instruisse des améliorations à la marge du dispositif de programmation (notamment concernant la méthodologie d'élaboration des programmes d'appel et des programmes de marche), tant que celles-ci se traduisent par des contraintes additionnelles acceptables pour les acteurs de marché.

L'extension de l'obligation d'offrir la puissance disponible à d'autres capacités pourrait nécessiter au surplus des évolutions du cadre légal et réglementaire pour pouvoir le cas échéant être imposée aux acteurs concernés.

3.2.2.4 Questions aux acteurs

Q9 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à ne pas faire évoluer le dispositif de programmation tel que proposé par RTE, sauf pour décliner l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 prise en application de l'article 119 de la LTECV ? Dans le cas contraire, êtes-vous favorable à la proposition de RTE de traiter ces sujets (extension du dispositif et réduction du pas de programmation, extension de

l'obligation d'offrir la puissance disponible) en 2017 et 2018 ?

Q10 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.2.2 ?

3.3 Coordination entre équilibrage et gestion des flux sur le réseau

3.3.1.1 Contexte et cadre juridique

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. Cela implique que des offres sur le mécanisme d'ajustement peuvent être activées pour lever des contraintes réseau : le mécanisme n'est pas segmenté par usage. De même, lorsque RTE active une offre pour équilibrer le système, il analyse simultanément son impact sur le réseau. Par ailleurs, une offre dans la préséance économique dont l'activation est bloquée pour des raisons de congestions locales ne fait pas l'objet d'une compensation financière.

Actuellement, les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) ne peuvent pas faire appel à des offres sur le mécanisme d'ajustement pour gérer les flux sur les RPD. Le décret n° 2016-704 du 30 mai 2016 pris en application de l'article 199 de la LTECV fixe les modalités d'expérimentation de services locaux de flexibilité, qui ont pour objet d'optimiser la gestion des flux d'électricité sur les RPD par la modulation des injections / soutirages de certains acteurs, en alternative aux renforcements de ces réseaux.

Le projet de règlement relatif à l'équilibrage établit par ailleurs le principe d'une coopération renforcée entre GRT et GRD, sans en préciser les modalités.

3.3.1.2 Proposition de RTE

RTE souhaite maintenir le principe d'un mécanisme d'ajustement qui ne soit pas segmenté par besoin. RTE propose par ailleurs d'instruire :

- en 2017 (règles MA-RE v9), la mise en œuvre d'un processus en sept étapes permettant de limiter l'activation des offres générant des contraintes, à différentes étapes du processus européen de partage des produits standards, ainsi que l'étude d'un régime financier de compensation des pertes d'opportunité en cas de tel « *blocage* » ;
- en 2018 (règles MA-RE v10), la mise en œuvre d'une gestion coordonnée entre RTE et les GRD des flexibilités raccordées aux RPD, pour (i) traiter les éventuels conflits d'usage, (ii) utiliser ces flexibilités pour tout besoin (réseau RPD mais aussi équilibrage et réseau RPT) sans les segmenter.

3.3.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est favorable à la proposition de RTE de définir un processus permettant de limiter l'activation des offres générant des contraintes. En effet, les plateformes européennes d'échanges d'offres d'énergie ne traiteront, au moins dans un premier temps, que les besoins d'équilibrage, et n'intégreront pas la gestion des contraintes liées au réseau autres que les limites des capacités d'interconnexion. Il est donc indispensable de mettre en œuvre un processus permettant de filtrer les offres créant de telles contraintes, en amont de leur partage, ou au moins de leur activation. L'activation de telles offres *via* les plateformes d'échanges d'énergie génèreraient des coûts de « *redispatching* » qui pourraient être plus élevés que les coûts associés à leur blocage. La CRE considère par ailleurs que cette proposition devrait être partagée au niveau régional en vue d'en limiter les impacts sur la concurrence entre les fournisseurs de services d'ajustement en Europe.

La CRE note que RTE a l'intention de continuer à s'appuyer davantage sur des produits spécifiques (au lieu des produits standards définis pour le partage européen) pour la gestion des flux. La CRE estime donc souhaitable que RTE clarifie dès 2017 l'interaction du processus de gestion coordonnée de l'équilibrage et des flux sur le réseau avec l'utilisation privilégiée de produits standards.

La CRE est favorable à ce que RTE étudie l'opportunité de mettre en œuvre une compensation financière pour les offres non activées pour cause de congestion dès 2017 (règles MA-RE v9). Cette question devra être étudiée et comparée à d'autres solutions : (i) à court terme : contractualisation amont J-1, méthodes transparentes de « *redispatching* » coordonné ; (ii) à long terme : revue des zones...

La CRE est également favorable à ce que RTE et les GRD instruisent dès 2018 la gestion coordonnée entre gestionnaires de réseau des flexibilités raccordées aux RPD. Ce sujet complexe présente en effet des enjeux accrus dans le cadre de la transition énergétique. Une participation plus large des flexibilités locales au système

électrique pourra générer des contraintes sur le RPD et nécessitera la mise en place de mécanismes appropriés pour traiter de telles contraintes. D'autre part, les expérimentations de services locaux de flexibilité permises par l'article 199 de la LTECV devront enrichir l'examen de cette question, et s'accompagner de la définition des modalités spécifiques d'intégration des capacités participant à un service de flexibilité local aux mécanismes nationaux.

3.3.1.4 Questions aux acteurs

Q11 : Etes-vous favorable au maintien d'une gestion intégrée entre l'équilibre offre-demande et les flux sur le réseau, ainsi qu'à l'absence de segmentation des offres déposées pour le mécanisme d'ajustement en fonction du besoin (équilibre offre-demande, réseau, marges...) ? En particulier, êtes-vous favorable au maintien d'actions de RTE pour gérer les congestions locales en amont de la fermeture du dernier guichet de nomination transfrontalier ?

Q12 : Estimez-vous que le processus en sept étapes décrit par RTE afin de gérer les contraintes réseau lors de l'échange d'énergie d'équilibrage sur des plateformes européennes est pertinent ?

Q13 : Pensez-vous qu'un mécanisme de compensation financière, pour les offres dans la préséance économique du mécanisme d'ajustement mais non activées pour cause de congestion, représente un dispositif approprié pour donner des signaux d'investissement aux acteurs ? Pensez-vous que des signaux de plus long terme seraient pertinents ? Si oui, lesquels ?

Q14 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.3 ?

3.4 Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre

3.4.1 Incitation des responsables d'équilibre

3.4.1.1 Contexte et cadre juridique

L'intégration d'énergies intermittentes implique que la gestion du réseau électrique doit prendre en compte des besoins de flexibilité croissants. Afin de maîtriser les coûts d'équilibrage pour le système électrique, les responsables d'équilibre (RE) devront être davantage incités à fournir un périmètre équilibré, ce qui passe en particulier par la définition d'un prix de règlement des écarts pertinent. Ce dernier évoluera le 3 avril 2017 à la suite des délibérations de la CRE du 10 mars 2016 et du 7 décembre 2016 qui ont approuvé le passage à un prix de règlement des écarts unique.

Dans sa forme actuelle, le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage rend obligatoire la définition d'un prix de règlement des écarts unique⁷, égal au minimum au prix moyen pondéré des offres d'ajustement activées. Il prévoit également une harmonisation du pas de règlement des écarts à 15 minutes (dans un délai en cours de négociation entre les Etats Membres et la Commission européenne).

3.4.1.2 Proposition de RTE

La proposition de RTE s'articule autour de trois points :

- le passage à un pas de règlement des écarts à 15 minutes, uniquement s'il est imposé par le futur règlement européen relatif à l'équilibrage et à l'échéance la plus tardive possible ;
- le maintien du facteur k dans la structure de prix de règlement des écarts « *unique* » ;
- le calcul du prix de règlement des écarts sur la base du prix moyen pondéré des offres d'ajustement activées, ce qui équivaut au maintien du mécanisme actuel mais en prenant en compte la rémunération au prix marginal des produits standards échangés sur les plateformes européennes, par type de réserve. Cette rémunération au prix marginal étant par ailleurs prévue par le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage.

⁷ Ou de définir des critères clairs et de justifier une utilisation d'un prix dual (une telle utilisation devant rester occasionnelle).

3.4.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

L'étude conduite par l'ENTSOE⁸ conclut que les bénéficiaires 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 égaux dans certains scénarios. Pour la France, le résultat serait bénéficiaire dans la majorité des scénarios. Compte tenu des incertitudes inhérentes à ce genre d'études et des changements importants nécessaires en France pour mener à bien une telle évolution, la CRE est favorable à ce stade à l'approche prudente proposée par RTE. Une mise en œuvre la plus tardive possible permet en outre de minimiser les coûts associés à une telle évolution.

Concernant le passage à un prix de règlement des écarts unique, la CRE a précisé dans ses délibérations du 10 mars 2016 et du 7 décembre 2016 que la matrice de prix qui entrera en vigueur au 3 avril 2017 devait être considérée comme une première étape dans la mise en œuvre du futur règlement européen relatif à l'équilibrage. Le maintien du facteur k dans le prix de règlement des écarts ne correspond pas au modèle cible. Cette question ne semble toutefois pas constituer une priorité et pourra être instruite ultérieurement, à la lumière des orientations définies par le projet de règlement relatif à l'équilibrage et des travaux européens d'harmonisation des principes du règlement des écarts.

D'autre part, la CRE considère que la question du calcul du prix de règlement des écarts devra faire l'objet d'un examen approfondi. En particulier, afin de renforcer l'incitation financière des responsables d'équilibrage (RE) à être équilibrés, il serait envisageable de fixer le prix de règlement des écarts au prix marginal des prix des réserves activées tout en continuant de rémunérer les fournisseurs de services d'ajustement au prix de la réserve pour laquelle ils ont été activés⁹. 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.

La CRE propose donc d'instruire la suppression du facteur k et la définition d'un prix de règlement des écarts unique et plus incitatif dès 2018 (règles MA-RE v10) pour une mise en œuvre, le cas échéant, au 1^{er} trimestre 2020.

3.4.1.4 Questions aux acteurs

Q15 : Si le pas de règlement des écarts était fixé à 15 minutes en Europe, seriez-vous favorable à la proposition de RTE consistant à mettre en œuvre ce changement à l'échéance la plus tardive possible?

Q16 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire en 2018 la suppression du facteur k du prix de règlement des écarts afin d'aboutir à un prix de règlement des écarts unique « pur » (sans remettre en cause la neutralité financière de RTE vis-à-vis de ses activités d'équilibrage) ? Si non, pourquoi?

Q17 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire en 2018 le choix entre un prix de règlement des écarts égal au prix moyen pondéré ou au prix marginal de toutes les réserves ? Si vous êtes favorable au maintien d'un prix de règlement des écarts fixé au prix moyen pondéré, pour quelles raisons ce choix vous semble-t-il suffisamment incitatif ?

Q18 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.4.1 ?

3.4.2 Rôle et leviers des responsables d'équilibre

3.4.2.1 Contexte et cadre juridique

La responsabilisation accrue des RE par le biais d'un prix de règlement des écarts plus incitatif doit être accompagnée d'une mise à disposition des leviers leur permettant de mener à bien leur rôle d'équilibrage de leur portefeuille en maîtrisant leurs risques financiers. Des travaux actuellement menés dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CACM ont pour but de poursuivre l'intégration des marchés européens à l'échéance infra journalière¹⁰. La généralisation du couplage des marchés en infra journalier devrait garantir aux acteurs de marché l'accès à des marchés infra journaliers plus liquides. Par ailleurs, le déploiement des compteurs évolués en électricité doit permettre d'enrichir les données mises à disposition des RE et leur octroyer une meilleure connaissance et une meilleure visibilité de leur périmètre et du système électrique.

⁸ Lien vers l'étude en annexe.

⁹ Il est nécessaire de rémunérer des réserves ayant des caractéristiques techniques différentes à des prix différents, ce que ne permettrait pas une rémunération des fournisseurs de services d'ajustement au prix marginal des prix des réserves.

¹⁰ Cf projet XBID.

3.4.2.2 Proposition de RTE

Dans le cadre de sa participation aux travaux européens d'élaboration de la méthodologie de tarification de la capacité en infra journalier, RTE a indiqué souhaiter étendre le principe des enchères implicites ou explicites à toutes les frontières françaises.

En parallèle, RTE propose d'instruire en 2018 (règles MA-RE v10) la publication de nouveaux flux d'information restant à définir et la réduction des délais de publication et de transmission de certaines informations aux RE.

Enfin, RTE propose de faire évoluer les règles de profilage des consommations et le processus de reconstitution des flux, en lien avec le déploiement des compteurs évolués. RTE propose d'instruire :

- la réduction du délai de mise en œuvre de la reconstitution temporelle en 2019 (règles MA-RE v11) pour une mise en œuvre en novembre 2021 ;
- la refonte du système de profilage (constitution de nouveaux profils ou utilisation des courbes de charge au lieu du profilage, visant à une incitation plus fine des RE). Aucun calendrier n'est fourni pour cette proposition.

3.4.2.3 Analyse préliminaire de la CRE

Le modèle cible de l'échéance infra journalière prévu dans le règlement CACM est une allocation implicite et en continu des capacités d'interconnexion : l'allocation des capacités d'interconnexion se fait simultanément à l'achat de l'énergie sur la plateforme de marché. Des travaux sur les modalités de tarification des capacités d'interconnexion à l'échéance infra journalière sont en cours au niveau européen et une des solutions privilégiées à ce stade est l'allocation par enchères implicites, qui n'est aujourd'hui pas prévue par le règlement CACM.

A ce stade de l'analyse, la CRE considère qu'une meilleure information des RE est indispensable pour accompagner le renforcement des incitations pesant sur les responsables d'équilibre. Les acteurs sont donc invités à préciser leurs attentes concernant les flux d'information qu'ils souhaiteraient recevoir depuis les gestionnaires de réseau et le calendrier associé. L'un des principaux enjeux de cette évolution sera la capacité des GRD à mettre en œuvre les évolutions SI correspondantes. Ceux-ci devront donc être étroitement impliqués en amont de la réflexion.

Enfin, la CRE considère, comme RTE, que le profilage et les règles de reconstitution des flux sont des éléments importants de l'équilibrage du système électrique. En conséquence, il est essentiel que la feuille de route de l'équilibrage soit élaborée de façon cohérente avec les évolutions sur la même période des règles de profilage et des processus de reconstitution des flux.

Des travaux concernant certaines propositions de RTE¹¹ sont déjà en cours dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage (CGP). La CRE invite RTE à approfondir ses analyses concernant les enjeux pour l'équilibrage du système électrique associés aux évolutions possibles du profilage et à poursuivre les échanges dans le cadre du CGP où une attention particulière devra leur être accordée, de sorte que le profilage et la reconstitution des flux évoluent de façon cohérente avec l'équilibrage.

3.4.2.4 Questions aux acteurs

Q19 : En lien avec le renforcement des incitations des responsables d'équilibre, quelles informations supplémentaires souhaiteriez-vous que les gestionnaires de réseau partagent avec les responsables d'équilibre afin de les informer de l'état de leur périmètre ? Précisez le cas échéant les caractéristiques de ces données (maille d'agrégation des informations, fréquence de partage...) et le calendrier souhaité.

Q20 : Partagez-vous le point de vue de la CRE et de RTE selon lequel l'équilibrage d'une part et la reconstitution des flux et le profilage d'autre part doivent évoluer de façon coordonnée et faire l'objet d'analyses conjointes ?

Q21 : Concernant le profilage, quelles évolutions privilégiez-vous pour accompagner la feuille de route de l'équilibrage ?

Q22 : Concernant la reconstitution des flux, quelles évolutions privilégiez-vous pour accompagner la feuille de route de l'équilibrage ?

¹¹ Dont notamment la réduction du délai de la réconciliation temporelle et la réflexion sur le devenir du profilage avec la généralisation des compteurs évolués.

Q23 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.4.2 ?

3.5 Caractéristiques des produits standards

3.5.1.1 Contexte et cadre juridique

Le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage fonde l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage sur la standardisation des produits échangés. 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 sur le RPT¹² et, d'autre part, des offres explicites formulées librement par les fournisseurs de services d'ajustement.

Dans son état actuel, le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage prescrit :

- l'établissement de produits standards par les GRT, pouvant être révisés tous les deux ans. Les GRT pourront continuer à utiliser des produits spécifiques, mais seront encouragés à limiter leur utilisation (les GRT devront notamment justifier chaque année l'existence de ces produits) ;
- la mise en place de trois plateformes européennes d'échanges entre GRT, une par processus (réserve secondaire, réserve rapide et réserve complémentaire).

La France est déjà engagée (avec 5 autres pays) dans le projet TERRE, qui prévoit l'échange d'un produit standard de réserve complémentaire unique ayant un délai de mobilisation de 30 min.

3.5.1.2 Proposition de RTE

RTE propose :

- d'instruire la mise en place des plateformes de réserve complémentaire, de réserve rapide et de réserve secondaire respectivement en 2017 (règles MA-RE v9 pour une mise en œuvre au quatrième trimestre 2018), 2018 (règles MA-RE v10 pour une mise en œuvre au quatrième trimestre 2019) et 2019 (règles SSy Fréquence v7 pour une mise en œuvre au premier trimestre 2020) ;
- qu'un unique produit standard soit défini pour chacun des processus ;
- que les produits standards aient une complémentarité temporelle (enchaînement des produits) ;
- que les acteurs d'ajustement soient incités à fournir des produits ayant un profil en puissance trapézoïdal (comme les produits issus des marchés journaliers et infra journaliers lorsqu'ils sont échangés aux frontières par les GRT) ;
- d'instruire dès 2017 la mise en œuvre (au premier trimestre 2019) en France d'une activation de la réserve secondaire selon un ordre de préséance économique. Dans le cadre de la définition du produit standard de la réserve secondaire, RTE propose également d'instruire la faisabilité d'un passage¹³ à un délai de mobilisation (DMO) de 300 secondes (qui conduirait à une diminution du gisement pouvant participer à la réserve secondaire) ou de 450 secondes (avec un risque d'impact sur la qualité de la fréquence puisque cela réduirait le temps de réponse de la réserve secondaire) ;
- que l'utilisation des produits standards soit dédiée à l'équilibrage offre-demande, mais que l'utilisation de produits spécifiques soit maintenue (*via* des offres implicites et explicites non standards) pour la reconstitution des marges et des services système, pour la gestion des congestions et la résorption des déséquilibres uniquement lorsque ces derniers ne peuvent être couverts par des produits standards ;
- de permettre aux acteurs d'offrir leurs flexibilités sur les plateformes auxquelles ils peuvent répondre mais de leur laisser dans un premier temps la responsabilité de veiller à la cohérence de leurs dépôts d'offres. Une interaction automatique entre les plateformes n'est envisagée par RTE que sur le long terme ;
- de continuer à utiliser des produits standards TERRE ayant une durée minimale d'utilisation de 30 minutes même si le pas de règlement des écarts passe à 15 min et la fenêtre opérationnelle passe à 1h-1h15.

¹² Les groupes de production raccordés au RPT ont l'obligation de fournir leur puissance disponible sur le mécanisme d'ajustement.

¹³ Le DMO actuel sur la réserve secondaire est de 400 secondes.

3.5.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

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 bouleverser ou à harmoniser leur processus d'équilibrage.

Il est primordial d'assurer une cohérence entre les travaux français et européens concernant les produits standards (notamment sur l'enchaînement des produits et la définition d'un unique produit par processus). La position française sur ces sujets devra être portée et, dans la mesure du possible, validée au niveau européen (via le « *Balancing Stakeholders Group* », le groupe de concertation européen sur l'équilibrage).

La CRE note que pour l'équilibrage, RTE souhaite échanger aux frontières des produits standards manuels trapézoïdaux ayant une pente de 10 minutes, identiques au produit échangé aujourd'hui aux échéances journalières et infra journalières. Ces produits correspondent aux produits effectivement programmés aux interconnexions quel que soit le support d'échange financier utilisé sur les bourses d'échange¹⁴. Toutefois, à la différence des échéances précédentes, RTE propose pour l'équilibrage d'inciter financièrement les acteurs à livrer cette forme cible. Ce choix pourrait avoir un impact sur :

- le D_{omin}¹⁵ et le D_{omax}¹⁶ des produits : pour le produit de réserve complémentaire échangé sur la plateforme TERRE, le D_{omin} serait par exemple réduit à 5 minutes et le D_{omax} à 50 minutes. Ainsi, le produit proposé par RTE dans la feuille de route (de forme trapézoïdale, qui est la forme utilisée entre les GRT lors des échanges frontaliers) est différent du produit standard proposé dans la consultation publique régionale sur le projet TERRE (de forme rectangulaire avec un D_{omin} de 15 minutes et un D_{omax} de 60 minutes) ;
- les conditions de concurrence entre les fournisseurs de services d'ajustement européens, en fonction des incitations financières qui seraient définies au niveau national par chaque GRT.

Afin d'harmoniser le plus possible les incitations financières des fournisseurs de services d'ajustement français et européens, la CRE est favorable à ce stade à la définition d'un gabarit de livraison cible identique au produit standard et à l'harmonisation dans la limite du possible des principes des incitations financières associées.

RTE propose que les offres standards ayant un D_{omin} de 30 min¹⁷ puissent continuer d'être offertes sur la plateforme de réserve complémentaire en cas de fenêtre opérationnelle de 1h-1h15. La CRE estime que la proposition de RTE doit être mise en œuvre de manière cohérente avec cette cible d'une fenêtre opérationnelle de 1h-1h15 présentée dans le chapitre 6 de la feuille de route¹⁸. Par exemple, il serait théoriquement possible que l'acteur en question offre le 2^e quart d'heure de ce produit sur le marché infra journalier et qu'il internalise dans son prix d'offre le coût lié à son écart éventuel. La CRE invite RTE à étudier d'autres solutions.

La CRE accueille favorablement la proposition de RTE de passer à une sélection des offres de réserve secondaire (aFRR) suivant un ordre de préséance économique. Etant donné les échéances lointaines de mise en œuvre de cette proposition au niveau supranational (4 ans après l'entrée en vigueur du règlement européen relatif à l'équilibrage) et le manque d'expérience au niveau français¹⁹, la CRE considère qu'il est pertinent d'étudier la mise en œuvre d'une étape intermédiaire au niveau national, ou régional si les conditions suffisantes sont réunies, de façon à peser dans les futurs débats européens sur le sujet. La CRE est favorable à la proposition de RTE d'instruire ce sujet en 2017 (règles SSy Fréquence v5) pour une mise en œuvre au premier semestre 2019.

D'autre part, la CRE est favorable à ce stade à ce que les acteurs puissent valoriser leurs actifs polyvalents sur plusieurs plateformes. La CRE est favorable à moyen terme et en tant que solution intermédiaire à la solution proposée par RTE consistant en une mise à jour des offres réalisée par les acteurs eux-mêmes. Toutefois cette solution pourrait se révéler complexe. Une interaction automatique des différentes plateformes paraît plus efficace et devrait être le modèle cible à atteindre sur le long terme.

Enfin, la CRE est favorable à l'utilisation prioritaire des produits standards. Elle considère que le recours aux produits spécifiques devra être encadré. Leur volume d'utilisation constituera un indicateur permettant de déterminer le bon fonctionnement des plateformes d'échange de produits standards.

¹⁴ Sur les marchés journaliers et infra journaliers, les produits financièrement échangés sont des blocs rectangulaires mais les produits programmés aux interconnexions par les GRT sont systématiquement un trapèze ayant une pente de 10 minutes.

¹⁵ Durée minimale d'utilisation, i.e. la durée pendant laquelle une offre activée ne peut être désactivée.

¹⁶ Durée maximale d'utilisation, i.e. la durée à l'issue de laquelle une offre activée doit être désactivée.

¹⁷ Dans le cadre d'une offre liée, le projet TERRE tel qu'envisagé à ce stade permet à des offres ayant des DO min de 30 min de participer.

¹⁸ Pour rappel, cette proposition de RTE ferait suite au passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes.

¹⁹ Contrairement aux autres réserves pour lesquelles RTE a participé de manière anticipée à des initiatives régionales (TERRE, IGCC...)

3.5.1.4 Questions aux acteurs

Q24 : Etes-vous favorable à l'utilisation d'un produit standard unique par processus ? En l'état actuel des discussions sur les caractéristiques de tels produits, serez-vous capable d'en offrir ?

Q25 : Pour chaque type de réserve, êtes-vous favorable à une forme identique entre les produits standards et les produits que les fournisseurs de services d'ajustement seront localement incités à livrer, comme proposé par la CRE ?

Q26 : En particulier, quelles seraient les caractéristiques (DMO notamment) des produits de réserve secondaire que vous souhaiteriez proposer sur la plateforme d'échange de réserve secondaire ? Etes-vous favorable à la mise en place d'une sélection des offres par préséance économique au niveau national ou régional avant la mise en place européenne de la plateforme d'échange de produits standards de réserve secondaire ?

Q27 : Etes-vous favorable au fait de devoir redéposer votre offre sur une autre plateforme vous-même ? Partagez-vous la proposition de la CRE consistant à optimiser les interactions entre plateformes, si cela est techniquement possible, à moyen/long terme ?

Q28 : Etes-vous favorable au maintien de produits spécifiques ? Partagez-vous la proposition de la CRE consistant à privilégier l'utilisation des produits standards ? Si oui, quelles propositions concrètes pourriez-vous formuler pour atteindre cet objectif ?

Q29 : Pensez-vous qu'il soit utile de garantir que les produits standards ayant une durée d'utilisation de 30 minutes puissent être offerts en cas de réduction de la fenêtre opérationnelle à 1h-1h15 ? Que pensez-vous de la proposition de la CRE pour y parvenir ? Quelles autres solutions envisageriez-vous ?

Q30 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.5 ?

3.6 Rémunération et contrôle des offres d'ajustement

3.6.1.1 Contexte et cadre juridique

Un acteur qui souhaite participer au marché d'ajustement doit conclure un accord de participation avec RTE : l'acteur n'a ainsi pas à effectuer des tests pour y participer et peut déposer des offres « *libres* » (par opposition aux réserves issues d'une contractualisation, qui doivent être préqualifiées). Le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage, dans sa forme actuelle, devrait conduire l'ensemble des acteurs d'ajustement souhaitant participer au marché d'ajustement à être préqualifiés²⁰.

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 (rémunération fondée sur le volume demandé par RTE) ou de soutirage (rémunération fondée sur le volume effectivement réalisé par l'acteur d'ajustement). Ces différences de méthodes de rémunération conduisent à des incitations différentes pour les entités constituées de sites d'injection et celles constituées de sites de soutirage²¹.

En outre, lors d'un ajustement, RTE contrôle, pour tout type d'entité, que le volume demandé est effectivement livré : les sous-ajustements de plus de 20% du volume demandé conduisent à une défaillance, donc à une pénalité.

Le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage, dans sa forme actuelle, prévoit une rémunération des produits standards échangés sur les plateformes européennes au prix marginal. Il n'est en revanche pas prescriptif sur la rémunération des produits spécifiques.

²⁰ Le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage, dans sa forme actuelle, précise que le processus de préqualification sera défini par chaque GRT. Sans cette préqualification, l'acteur ne pourra ni déposer des offres en énergie, ni en capacité.

²¹ Pour une EDA de type injection, le périmètre des responsables d'équilibre est corrigé sur la base du volume demandé par RTE, tout écart entre le volume demandé et le volume réalisé est valorisé au prix de règlement des écarts (PRE). Ainsi, 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 (et inversement). Pour une EDA de type soutirage, il n'y a pas d'arbitrage possible de la part des responsables d'équilibre car le périmètre d'équilibre est corrigé sur la base du volume réalisé par l'acteur d'ajustement. En revanche, un arbitrage est possible pour l'acteur d'ajustement en fonction du coût marginal de la capacité offerte : si le prix demandé par l'acteur est supérieur au coût marginal, l'acteur est incité à fournir un volume d'énergie supérieur au volume demandé (et inversement).

3.6.1.2 Proposition de RTE

Afin de garantir un niveau de fiabilité suffisant des offres d'ajustement, RTE souhaite maintenir un contrôle du réalisé systématique. Il propose également d'instruire dès 2017 (règles MA-RE v9), pour une mise en œuvre à l'échéance de démarrage de la plateforme TERRE (Q3 2018) :

- la mise en œuvre d'un régime de pénalités incitant les acteurs d'ajustement à déclarer leurs indisponibilités le plus en amont du temps réel (et ce dès Q1 2018) ;
- l'établissement d'un pas de contrôle du volume réalisé de 5 minutes au lieu de 10 minutes actuellement ;
- la mise en œuvre d'un dispositif de préqualification pour tout acteur souhaitant participer au marché de l'ajustement ;
- une rémunération des produits standards au prix marginal, tandis que les produits spécifiques continueront d'être rémunérés au prix de l'offre ;
- l'harmonisation des méthodes de rémunération pour les sites d'injection et de soutirage.

En particulier, les offres seront rémunérées pour le volume demandé par RTE au prix retenu (prix marginal pour les offres de produits standards ou prix offert par l'acteur pour les produits spécifiques). Les écarts d'ajustement seraient valorisés à un nouveau « *prix de règlement des écarts d'ajustement* » (PRA) dont la définition permettrait d'inciter progressivement les acteurs à livrer la puissance activée par RTE (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).

Les périmètres des responsables d'équilibre seraient corrigés sur la base du volume réalisé par l'acteur d'ajustement.

3.6.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

S'agissant de la rémunération des offres d'ajustement, la CRE est à ce stade favorable au maintien pour les produits spécifiques d'une rémunération au prix d'offre et au passage à une rémunération au prix marginal pour les produits standards, dès la mise en œuvre des plateformes européennes d'échanges d'énergies associées. En outre, la CRE est favorable à une rémunération au prix marginal par type de réserve considérée (ou pour chaque type de produit standard) : dans la mesure où ces réserves n'ont ni les mêmes propriétés ni les mêmes contraintes, elles ne devraient par principe pas être rémunérées de manière identique. De la même manière, la rémunération au prix d'offre pour les produits spécifiques est pertinente puisque ces produits ne sont pas strictement comparables entre eux.

La CRE est également favorable, pour les offres de soutirage et d'injection, à une rémunération fondée sur le volume activé par RTE. Une rémunération graduellement dégressive comme proposée par RTE permettrait d'inciter les acteurs à livrer le volume demandé pour l'ajustement et éviterait toute incitation de ces derniers à sur-ajuster ou sous-ajuster.

La CRE est également favorable au fait de corriger les périmètres des responsables d'équilibre par rapport au volume réalisé afin de les insensibiliser aux actions d'équilibrage et qu'ils ne soient pas incités à rééquilibrer leur portefeuille en temps réel par l'intermédiaire d'actions sur le mécanisme d'ajustement.

La CRE partage le diagnostic de RTE quant à la nécessité de mettre en œuvre une incitation à livrer le volume d'ajustement demandé par RTE. La CRE est donc favorable à ce stade à la symétrisation des pénalités accompagnée de l'instauration d'une zone de tolérance aux écarts entre les volumes réalisés par les acteurs et les volumes demandés par RTE, dans la limite de plus ou moins 20% par rapport au volume demandé.

En revanche, à ce stade, la CRE n'est pas favorable au fait de rémunérer financièrement les écarts d'ajustement à un prix différent de celui du prix de règlement des écarts appliqué au responsable d'équilibre. La complexité induite par la mise en place de ce second prix semble supérieure aux bénéfices pour le système.

La CRE est favorable à ce stade aux mesures permettant de garantir un niveau de fiabilité élevé pour le marché de l'ajustement, notamment au maintien du contrôle du volume réalisé par les acteurs d'ajustement de façon systématique. La CRE considère en outre que ce contrôle devrait être effectué sur la base des données provenant des gestionnaires de réseau en priorité.

Par ailleurs, la CRE estime que la proposition de RTE consistant à établir un régime de pénalités incitant les acteurs d'ajustement à déclarer leurs indisponibilités le plus tôt possible est pertinente notamment par rapport aux résultats communiqués par RTE lors de la Commission Accès aux Marchés du 1^{er} juillet 2016 (le ratio « *puissance défaillante sur puissance sollicitée* » sur le mécanisme d'ajustement est ainsi passé de 7% en moyenne sur 2015 (hors décembre 2015) à 39% en décembre 2015, pour se stabiliser à 37% sur les mois de janvier et février 2016). Il serait souhaitable que RTE précise les modalités du régime de pénalités envisagées.

Enfin, la mise en œuvre d'un pas de contrôle à 5 minutes ne semble pas être une priorité. A ce stade, en l'absence d'évaluation des bénéfices qui seraient apportés par une telle évolution, la CRE propose de garder le pas de contrôle actuel de 10 minutes.

3.6.1.4 Questions aux acteurs

Q31 : Etes-vous favorable à une mise en œuvre de la rémunération au prix marginal par type de réserve au démarrage des plateformes européennes associées ?

Q32 : Etes-vous favorable à une rémunération des offres de soutirage/injection incitant à livrer le volume activé de manière progressive (le gain de l'acteur diminuant légèrement en fonction de l'écart d'ajustement, dans la limite de +/- 20%, puis fortement au-delà) ? Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant le fait de ne pas créer un prix de règlement des écarts d'ajustement différent du prix de règlement des écarts ?

Q33 : Pensez-vous qu'il serait souhaitable que le contrôle du réalisé soit effectué à un pas de 5 minutes ?

Q34 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.6 ?

3.7 Principes de contractualisation des réserves entre GRT

3.7.1.1 Contexte et cadre juridique

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 mécanisme français repose aujourd'hui sur une contractualisation :

- annuelle avec une rémunération des capacités au prix marginal pour les capacités réservées via l'appel d'offres RR/RC et l'appel d'offres effacement ;
- journalière à un prix régulé sur la réserve secondaire (ainsi que sur la réserve primaire jusqu'à l'entrée de RTE dans la coopération sur la réserve primaire prévue le 16 janvier 2017).

Le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage prévoit une contractualisation à une échéance « *aussi proche que possible du temps réel* » censée permettre l'émergence d'un prix reflétant de façon plus pertinente la valeur réelle des capacités contractualisées. L'échéance cible est précisée dans le paquet d'hiver de la Commission européenne qui prévoit une contractualisation journalière généralisée et obligatoire en J-1. Ce paquet comporte également des dispositions visant à rendre obligatoire la contractualisation commune à une maille supranationale.

3.7.1.2 Proposition de RTE

RTE propose de :

- faire progressivement évoluer les dispositifs de contractualisation afin de permettre aux capacités réservées d'être offertes en énergie en tant que produit standard d'ici janvier 2019 ;
- passer à une rémunération des capacités contractualisées au prix marginal lorsque les conditions de concurrence d'une réserve donnée le permettent ;
- conserver une part de contractualisation annuelle tout en réalisant une contractualisation journalière d'ici janvier 2019. La clé de répartition et le calendrier d'instruction n'ont toutefois pas été définis ;
- engager une réflexion sur la réservation des capacités d'interconnexion, prérequis nécessaire au partage et à l'échange de réserves entre GRT. RTE suggère d'instruire l'éventualité d'une contractualisation élargie de réserves rapide et secondaire en 2019 (règles MA-RE v11 et règles SSy Fréquence v7) pour une éventuelle mise en œuvre en janvier 2021.

3.7.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que la contractualisation des réserves doit évoluer vers une contractualisation de produits standards. La proposition de RTE²² sur cette évolution manque de clarté et ne paraît pas suffisante. Toutefois, la CRE est favorable au calendrier proposé par RTE qui est cohérent avec la mise en service de la plateforme TERRE (prévue pour le second semestre 2018).

La proposition de RTE concernant la mise en place d'une rémunération des capacités contractualisées au prix marginal concerne uniquement la réserve secondaire. En effet, cette rémunération est déjà en œuvre pour les réserves manuelles et une telle disposition concernant la réserve primaire ne pourrait être décidée qu'à la maille régionale de la coopération que RTE rejoindra au 16 janvier 2017. La CRE partage l'analyse de RTE concernant la réserve secondaire : les conditions de concurrence ne permettent pas à ce jour la mise en œuvre d'une rémunération au prix marginal. Seul un changement du mode de constitution de la réserve secondaire permettrait de résoudre cette situation. Cependant, cette mesure est difficile à mettre en œuvre au niveau national uniquement et les prérequis pour une contractualisation supranationale ne sont pas remplis à ce jour (elle nécessiterait la présence d'une plateforme d'échanges d'énergie de cette réserve et la résolution des questions de la réservation des capacités d'interconnexion en particulier).

S'agissant du maintien d'une part de contractualisation annuelle, la CRE estime à ce stade que la conformité de la proposition de RTE avec le futur règlement relatif à l'équilibrage devra être étudiée. En outre, la CRE considère qu'en l'état, les questions liées au maintien d'une contractualisation annuelle et au choix de la bonne échéance de contractualisation court-terme devraient faire l'objet d'une analyse approfondie. A ce titre, la CRE considère que la disposition du paquet d'hiver rendant obligatoire une contractualisation journalière en J-1 est prématurée. La CRE propose donc que ces questions soient instruites en 2017 (règles MA-RE v9 et SSy Fréquence v5) afin d'alimenter les débats lors de la négociation du paquet d'hiver.

Enfin, la CRE considère que les dispositions contraignantes du paquet d'hiver concernant l'échange et le partage supranational de capacités d'équilibrage sont également prématurées. Si un tel modèle est pertinent pour la réserve primaire (puisqu'elle ne nécessite pas de réservation préalable de capacités d'interconnexion), son intérêt économique et sa faisabilité technique pour les autres types de réserves doivent faire l'objet d'une analyse approfondie. La CRE envisage donc à ce stade de demander à RTE de coupler la démarche théorique qu'il suggère à une expérience plus pragmatique profitant de l'avancement du projet TERRE afin de proposer rapidement une analyse sur l'intérêt du partage et de l'échange de réserve complémentaire. Cette question pourrait donc être étudiée en partenariat avec les autres GRT du projet au 1^{er} semestre 2018, avec un objectif de mise en œuvre éventuelle en 2020.

Enfin, dans cette perspective, la CRE rappelle qu'un rapport sur la question de la réservation des capacités d'interconnexion pour l'échange et le partage de réserve secondaire a été demandé à RTE pour avril 2017 dans sa délibération du 2 juin 2016 portant sur les modalités de constitution de la réserve primaire pour les services système fréquence.

3.7.1.4 Questions aux acteurs

Q35 : Êtes-vous en accord avec la proposition de la CRE concernant l'évolution des dispositifs de contractualisation de capacité sur la base de produits standards ? Quelles dispositions proposeriez-vous pour permettre aux capacités contractualisées d'être partagées sur les plateformes européennes (notamment concernant le mode d'activation direct ou programmé, les offres à stock et les dispositions ne permettant que deux activations par jour) ?

Q36 : Quelles propositions concrètes vous semblent prioritaires à mettre en œuvre pour améliorer les conditions de concurrence sur la réserve secondaire (changement du mode d'activation, extension de la prescription, contractualisation supranationale...) ?

Q37 : Partagez-vous la proposition de RTE de maintenir une contractualisation de certaines capacités à une échéance annuelle ? Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire le choix de l'échéance court-terme de contractualisation ?

Q38 : En ce qui concerne le partage et l'échange transfrontalier de réserves d'équilibrage, seriez-vous favorable à la mise en place d'une initiative pilote pour la réserve complémentaire ? Si non, pourquoi ?

²² Proposition de RTE dans la feuille de route : « RTE propose de faire progressivement évoluer son dispositif de contractualisation afin de rapprocher les attributs des produits contractualisés vers ceux des produits standards en énergie, ou, a minima, de permettre aux capacités réservées d'être offertes en tant que produits standards énergie ».

Q39 : Considérez-vous nécessaire de mener une refonte des régimes de pénalités en cas d'indisponibilité pour les différentes réserves, avant que leur mode de constitution ait évolué ? Si oui, à quelle échéance ?

Q40 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.7 ?

3.8 Constitution des offres et agrégation

3.8.1.1 Contexte et cadre juridique

Le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage a pour objectif de faciliter la participation aux marchés d'ajustement des agrégateurs, des effacements, des ENR et des moyens de stockage. Il préconise également la possibilité d'agrégation entre sites de soutirage et d'injection. Il n'est toutefois pas prescriptif sur les moyens à mettre en œuvre.

D'importants efforts ont été réalisés en France pour permettre l'intégration croissante des différentes flexibilités dont notamment l'ouverture des marchés d'ajustement aux sites raccordés au RPD et l'abaissement, à titre expérimental à l'heure actuelle, du seuil de participation à 1 MW. Il subsiste toutefois plusieurs rigidités qui pourraient être revues. En particulier :

- les fournisseurs de services d'ajustement ne peuvent faire évoluer leur périmètre de réserve que mensuellement ;
- un site (d'injection ou de soutirage) est rattaché à une entité (d'ajustement, de réserve ou d'effacement) unique ;
- les agrégations RPD/RPT ou soutirage/injection sont impossibles ;
- une entité d'ajustement ne peut proposer à un instant donné qu'une offre à la hausse et une offre à la baisse sur le mécanisme d'ajustement.

3.8.1.2 Proposition de RTE

RTE propose d'étudier certaines améliorations du mécanisme de constitution des offres :

- l'abandon de la distinction entre les périmètres de réserve, d'ajustement et d'effacement au profit de la création d'un périmètre unique regroupant tous les sites de flexibilité : au sein de ce périmètre, les acteurs définiront de manière dynamique des « *supports d'offres* » (à la différence des anciennes « *entités* » qui étaient figées dans une large mesure). La CRE comprend que RTE propose d'instruire cette question en 2018 (règles MA-RE v10 et règles SSy Fréquence v6) pour une mise en œuvre au premier trimestre 2019 ;
- la possibilité pour des sites ayant des caractéristiques différentes d'être agrégées au sein d'un support d'offres (instruction en 2018 pour le mécanisme d'ajustement (règles MA-RE v10) et en 2019 pour les services système (règles SSy Fréquence v7)) ;
- la possibilité pour un support d'offres de formuler des offres pour différents produits (énergies de réserves primaire, secondaire, rapide ou complémentaire) d'ici octobre 2018. RTE suggère d'instruire cette proposition dès 2017 (règles MA-RE v9) ;
- une constitution journalière des périmètres de flexibilité (sous réserve d'une notification 10 jours auparavant) et des supports d'offres (*a priori* en J-2) d'ici avril 2019. RTE propose d'instruire cette proposition en 2018 (règles MA-RE v10) ;
- la suppression des plages de prix pour les offres standards, au moment où celles-ci seront partagées au niveau européen.

3.8.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

Le modèle de constitution des supports d'offres proposé par RTE (dit modèle « *agrégé*²³ ») constitue un compromis permettant :

- de faciliter et d'élargir la participation aux marchés d'ajustement ;

²³ Par opposition aux modèles site à site et portefeuille.

- 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 ;
- d'octroyer aux gestionnaires de réseau une visibilité suffisante des flux d'énergie²⁴.

Néanmoins, la portée de la proposition de RTE et son impact pour les acteurs de marché dépend fortement de paramètres qui n'ont pas été explicités dans la feuille de route et qui devront faire l'objet d'une concertation. En particulier, il conviendra de préciser le degré de flexibilité accordé aux fournisseurs de services d'ajustement concernant la répartition d'un ordre d'activation sur les sites appartenant à un même support d'offres en temps réel.

La CRE considère à ce stade qu'il est important 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. La CRE est donc favorable, comme proposé par RTE, à l'instruction de cette proposition dès 2017 (règles MA-RE v9) et à une mise en œuvre au plus tard au troisième trimestre 2018.

La proposition de RTE d'introduire la notion de périmètre de flexibilité unique pourrait néanmoins empêcher une flexibilité d'être valorisée auprès de plusieurs opérateurs même dans les cas où il est techniquement possible de dissocier leurs actions²⁵. Une telle situation pourrait toutefois être évitée à la condition d'autoriser un site donné à appartenir au périmètre de plusieurs opérateurs différents (au moins dans les cas où il est techniquement possible de dissocier les actions de ces opérateurs). La CRE considère donc à ce stade que la pertinence de la création d'un périmètre de flexibilité unique devrait être instruite au regard de ces éléments et notamment de la capacité technique à dissocier les actions de plusieurs opérateurs.

D'autre part, la CRE considère qu'une déclaration quotidienne des périmètres de flexibilité et des supports d'offres constituerait une amélioration du système en place aujourd'hui. La CRE est donc favorable à ce stade à l'instruction de cette mesure en 2018 (règles MA-RE v10 et SSy Fréquence v6) et à sa mise en œuvre au deuxième trimestre 2019. La CRE considère en outre qu'un guichet de déclaration aussi proche que possible du temps réel est souhaitable (en J-2 ou J-1).

Les possibilités d'agrégation entre les sites raccordés aux RPD et au RPT ainsi qu'entre les sites de soutirage et d'injection ne sont pas traitées dans la feuille de route proposée par RTE. La CRE considère à ce stade que ces questions devraient être instruites en 2018 en concertation avec les acteurs de marché et en coordination étroite avec les GRD pour une éventuelle mise en œuvre au deuxième trimestre 2019.

La CRE est favorable à la suppression des plages de prix pour les produits standards et à leur maintien pour les produits spécifiques. Ces plages ne sont en effet plus justifiées dans un contexte d'échanges européens par pas de 15 minutes.

Enfin, la feuille de route de RTE traite uniquement de la constitution des offres d'énergie d'équilibrage. Les offres de capacité, qui peuvent être différentes, ne sont pas abordées dans ce chapitre. Bien que cela ne constitue pas un objectif à court terme, la CRE considère que les contraintes pesant sur la constitution des offres d'énergie et de capacité devraient être similaires dans une large mesure. En particulier, une piste d'amélioration du dispositif actuel pourrait être d'instruire en 2019 (règles MA-RE v11) l'abaissement des seuils de participation notamment pour l'appel d'offres RR-RC, pour un volume de capacité à déterminer.

3.8.1.4 Questions aux acteurs

Q41 : Quel est le modèle de constitution des supports d'offres le plus adapté à vos besoins (site à site, agrégé ou portefeuille) ? Etes-vous favorable à la proposition de RTE concernant le modèle agrégé ? Si non, pourquoi et quelle(s) mesure(s) proposeriez-vous permettant à RTE de conserver une visibilité suffisante des flux sur le réseau ? Le modèle choisi doit-il être identique pour toutes les réserves ?

Q42 : Pensez-vous que l'intérêt de la présence de plusieurs acteurs fournissant différents types de réserve sur un même site soit justifié au vu de la complexité technique que cela introduirait ? Si oui, quelles solutions proposeriez-vous pour permettre à un site d'être géré par différents acteurs pour fournir différents types de réserves (s'agissant de la coordination de la gestion d'un même site entre plusieurs acteurs pour différentes réserves et la reconstitution *ex-post* (contrôle du réalisé) des actions des différents acteurs sur les différents

²⁴ 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 réseau d'anticiper l'état des flux sur leur réseau.

²⁵ 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.

types de réserves) ?

Q43 : Pensez-vous que les conditions d'agrégation proposées par RTE vous permettront d'offrir des produits standards ? Si non, pourquoi ? Quelles mesures alternatives proposeriez-vous pour favoriser l'offre de produits standards ?

Q44 : En prenant en compte le compromis nécessaire entre la flexibilité donnée aux acteurs et le besoin de visibilité des gestionnaires de réseau pour effectuer leurs analyses réseau, quelle est pour vous la fréquence de constitution la plus adaptée (mensuelle, hebdomadaire, journalière ou autre) pour :

- Le périmètre de flexibilité ?
- Le support d'offres (déclaration de l'agrégat pour les offres d'énergie d'équilibrage) ?

Q45 : En prenant en compte le compromis nécessaire entre la flexibilité donnée aux acteurs et le besoin de visibilité des gestionnaires de réseau pour effectuer leurs analyses réseau, quels seraient pour vous le mécanisme (glissant, guichets réguliers...) et le délai de notification d'entrée et de sortie d'une flexibilité les plus adaptés pour :

- Le périmètre de flexibilité ?
- Le support d'offres ?

Q46 : Envisageriez-vous de formuler des offres agrégeant des sites de soutirage et des sites d'injection ? Même question pour des sites connectés au RPD et des sites connectés au RPT. Quelle proportion de vos sites (puissance et pourcentage) serait concernée ?

Q47 : La plupart des propositions de RTE faites dans ce chapitre concernent la constitution des offres d'énergie. Selon vous, certaines de ces dispositions devraient-elles être déclinées pour la constitution des capacités ? Quelles évolutions des modalités de participation des capacités vous semblent prioritaires ?

Q48 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.8 ?

3.9 Participation des énergies renouvelables intermittentes

3.9.1.1 Contexte et cadre juridique

La participation des énergies renouvelables (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 et de l'absence de dispositions spécifiques « favorables » aux ENR (comme les modalités d'agrégation qui ont été mises en œuvre pour la participation des effacements)²⁶.

Il existe cependant une valeur à la participation des ENR à l'équilibrage²⁷ : réserve à la hausse pour les moyens thermiques renouvelables, ajustement à la baisse pour les moyens fatals, participation à la gestion des congestions... En outre, la place croissante qu'occupent les ENR dans le mix énergétique nécessite une meilleure intégration au marché, non seulement sur l'infra journalier (notamment avec le développement de produits d'une durée de 15 minutes – partie 3.4) mais également par une participation directe aux mécanismes d'équilibrage, en particulier si la fenêtre opérationnelle reste d'une durée minimum d'une heure (partie 3.1).

Le projet de règlement 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 3.2.2).

²⁶ RTE présente, dans le chapitre 14.2 (page 130) du Livre Vert, les obstacles pouvant empêcher aujourd'hui les ENR de participer effectivement à l'équilibrage. En particulier, les dispositions de l'obligation d'achat ne permettent une participation des ENR ni à la hausse (puisque l'énergie livrée doit être achetée par l'acheteur obligé, et non par le GRT comme c'est le cas sur le mécanisme d'ajustement) ni à la baisse (car la priorité d'injection empêche les producteurs de réduire leur injection pour répondre à une demande du GRT).

²⁷ Voir en particulier les analyses du rapport sur la valorisation économique des réseaux électriques intelligents, publié par RTE en juillet 2015 : http://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_bd_1.pdf

3.9.1.2 Proposition de RTE

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 :

- pour le mécanisme d'ajustement, il s'agit de dispositions similaires à celles mises en œuvre pour les effacements : valorisation de la flexibilité indépendamment du responsable d'équilibre des sites et agrégation de sites d'injection aux caractéristiques différentes ;
- pour les services système fréquence, il s'agit de favoriser le développement de la participation dissymétrique pour que les ENR fatales puissent valoriser leur flexibilité à la baisse.

3.9.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est favorable au fait de favoriser, voire d'inciter, 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'électricité²⁸). La CRE souhaite approfondir le diagnostic mené par RTE et en particulier interroger les acteurs sur la manière d'atteindre cet objectif, en fonction :

- des différentes filières ENR ;
- des différents mécanismes de soutien ;
- des capacités déjà installées et des nouveaux raccordements.

Par ailleurs, la CRE s'interroge à ce stade sur les niveaux de participation des différentes filières ENR dans les pays voisins et souhaiterait disposer d'éléments de comparaison de la part des acteurs présents en France et dans les pays voisins. La CRE envisage également de travailler avec ses homologues européens sur ce sujet.

A ce stade, la CRE considère qu'il peut 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 à prix très faible, voire négatif²⁹, et ainsi être rémunérées par le GRT. En effet, les dispositions de l'article R. 314-35 du code de l'énergie permettent une correction des périmètres d'équilibre des entités constituées d'ENR des effets de leurs actions d'équilibrage. Cette neutralisation de l'action d'équilibrage demandée par le GRT permettrait ainsi de ne pas déduire les volumes éventuellement appelés à la baisse de l'assiette du complément de rémunération et ainsi de cumuler le dispositif de soutien et la rémunération sur le mécanisme d'ajustement.

La CRE considère à ce stade qu'il conviendrait par ailleurs d'examiner la question de la prise en compte de cette valorisation dans la formule du complément de rémunération afin :

- de respecter le caractère raisonnable du niveau de rémunération induit par le dispositif de soutien qui doit s'analyser en intégrant « le cumul [de] toutes les recettes de l'installation et des aides »³⁰ ;
- d'inciter les producteurs, pour lesquels cela est techniquement faisable, à participer activement à l'équilibrage³¹.

3.9.1.4 Questions aux acteurs

Q49 : Quel degré de priorité et quelle valeur accordez-vous à la participation des ENR à l'équilibrage ?

Q50 : Avez-vous des éléments de comparaison sur la participation des ENR aux marchés d'équilibrage dans les autres pays européens ?

Q51 : En distinguant en fonction de la filière (éolien, biomasse...), du mode de soutien (obligation d'achat,

²⁸ La participation à l'équilibrage pourrait engendrer des coûts d'investissement supplémentaires dans les installations.

²⁹ Les coûts marginaux de ces capacités fatales étant très faibles ou nuls.

³⁰ Article L. 314-20 du code de l'énergie. Les revenus issus du mécanisme de capacité sont à ce titre déduits de la formule du complément de rémunération.

³¹ L'absence de prise en compte, dans la formule de complément de rémunération, des gains générés par la participation à l'équilibrage permet aux producteurs de conserver les gains associés, mais n'encourage pas une participation large au mécanisme d'ajustement. Au contraire, intégrer les revenus de l'équilibrage dans la formule du complément de rémunération obligerait les acteurs à faire la démarche de participer activement pour toucher la totalité des revenus permettant la rentabilité de l'installation.

complément de rémunération et hors mécanismes de soutien) et du caractère existant ou futur de l'installation, pour quelles catégories d'installations renouvelables la participation à l'équilibrage vous paraît-elle la plus pertinente ? Merci de prendre en compte notamment les impacts sur l'équilibrage et sur les charges de service public de l'électricité.

Q52 : Avez-vous l'intention de faire participer des ENR à l'équilibrage dans les prochaines années ?

Q53 : Les propositions de RTE vous paraissent-elles pertinentes et complètes pour les différentes catégories ? Si non, quelles propositions formuleriez-vous pour favoriser la participation de ces différentes catégories ? A quelle échéance ?

Q54 : Quelles interactions voyez-vous entre l'éventuelle participation des ENR et la conception des mécanismes de soutien ? Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'incitation des capacités sous complément de rémunération à participer au mécanisme d'ajustement ?

Q55 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.9 ?

3.10 Méthodes de concertation et promotion de modèles innovants dans les règles

3.10.1.1 Contexte et cadre juridique

Le code de l'énergie (articles L. 321-10, L. 321-11 et L. 321-14) 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 des propositions de règles n'est pas décrit dans le code de l'énergie, mais figure dans le corps des règles elles-mêmes. Ce processus nécessite environ une année de travail, en prenant en compte la concertation des parties prenantes. Il est mené de manière continue par RTE depuis 2014. Les règles de marché évoluent de manière significative environ une fois par an.

3.10.1.2 Proposition de RTE

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 de modifier le processus d'élaboration des règles en prévoyant une procédure « accélérée » de développement des règles visant à favoriser l'innovation, s'appliquant à un périmètre de sujets circonscrit, de manière expérimentale, et qui ne nécessiterait pas d'attendre l'étape de révision annuelle embarquant l'ensemble des sujets décrits dans les chapitres précédents.

RTE propose les garde-fous suivants pour encadrer le processus :

- la garantie technique de la viabilité des évolutions proposées ;
- le maintien de règles du jeu équitables pour l'ensemble des acteurs ;
- la garantie que la procédure serve l'innovation ;
- la possibilité d'interrompre les dispositions expérimentales si les résultats ne sont pas concluants ;
- le maintien d'une procédure accélérée spécifique de consultation et d'une approbation de la CRE préalablement à la mise en œuvre des règles.

3.10.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

Afin de permettre des évolutions plus rapides des règles sur des sujets n'ayant pas été abordés dans le cadre de la feuille de route de l'équilibrage, la CRE est favorable à la proposition de RTE d'une procédure « accélérée » d'évolution des règles, s'appliquant à des expérimentations avant une éventuelle déclinaison pérenne dans les règles.

La CRE considère, à ce stade, qu'un tel processus devra *a minima* respecter les conditions suivantes :

- le maintien d'une consultation d'une durée de dix jours ouvrés minimum ouverte à tous les acteurs, ainsi qu'une saisine préalable de la CRE pour approbation ;
- les expérimentations ayant lieu sur des volumes limités, la définition de modalités d'accès permettant des règles du jeu équitables entre acteurs ;

- 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.

3.10.1.4 Questions aux acteurs

Q56 : Jugez-vous la proposition de mettre en œuvre une procédure « accélérée » pertinente ? Si oui, que pensez-vous du processus décrit ?

Q57 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.10 ?

3.11 Questions sur la proposition de la Commission européenne pour le paquet d'hiver

La Commission européenne a publié le 30 novembre 2016 sa proposition « *Une énergie propre pour tous les Européens* ». Cet ensemble de réformes, qui devrait être adopté en 2020, s'inscrit dans une logique d'intégration croissante des énergies propres et a pour objectif de renforcer un mouvement d'intégration des marchés électriques. S'agissant de l'équilibrage, il comporte notamment des dispositions concernant la contractualisation des réserves d'équilibrage et la participation des effacements aux marchés qui vont très au-delà du projet de règlement relatif à l'équilibrage en cas d'adoption.

Q58 : Avez-vous des commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant la contractualisation des réserves (cf analyse de la CRE dans la partie 3.7) ?

Q59 : Avez-vous des commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant les effacements et leurs modalités de participation ?

Q60 : Avez-vous d'autres commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant l'équilibrage ?

4. CALENDRIER DE LA FEUILLE DE ROUTE DE L'EQUILIBRAGE DU SYSTEME ELECTRIQUE PROPOSE PAR LA CRE

4.1 Instruction en 2017

Instruction proposée par la CRE	Proposition de la CRE	Chapitre de la feuille de route	Date de mise en œuvre															
			2017				2018				2019				2020			
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
2017	Mis en œuvre de 48 guichets sur les marchés intrajournaliers transfrontaliers avec l'Allemagne et la Suisse où des produits 30 min sont déjà proposés	6					●											■
2017	Extension du dispositif de programmation aux installations de production raccordées au RPD (ordonnance du 3 août 2016)	7					●											
2017	Transmission des programmes de marche	7					●											
2017	Mise en œuvre de mesures assurant la transparence des activations hors préséance économique	7 & 8					■											
2017	Clarification de l'utilisation privilégiée de produits standard pour le processus articulé de gestion des flux et de l'équilibrage et pour le modèle marge	7 & 8							■									
2017	Mise en œuvre des processus pour l'articulation entre la gestion des flux réseau et l'équilibrage	8						●										
2017	[Sous réserve] Mise en œuvre d'un mécanisme de compensation financière pour les offres non activées pour cause de congestion	8						●										
2017	[Sous réserve] Activation de la réserve secondaire selon un ordre de préséance économique en France	10									●							
2017	Mise en œuvre de la plateforme TERRE	10							●									
2017	Rémunération des produits standards au prix marginal et suppression des plages de prix associées	11							●									
2017	Préqualification technique des fournisseurs de service d'ajustement	11							●									
2017	Définition des modalités de contrôle des offres	11							●									
2017	Harmonisation des modalités de rémunération des offres activées entre injection et soutirage	11							●									
2017	Evolution de la contractualisation de la RC vers une contractualisation de produits standard	12									●							
2017	Concertation sur l'échéance de contractualisation court terme	12									●							
2017	Intégration de la possibilité pour un support d'offre (et donc un site) de formuler des offres pour différents produits	13							●									
2017	Intégration des ENR aux mécanismes de marché	14							●									
2017	Mise en œuvre d'une procédure accélérée pour les évolutions de règles selon les dispositions présentées par la CRE	15					●											
2017	Instruction des recommandations de Microeconomix	7																
2017	Extension de l'obligation d'offrir le disponible	7																
2017	Passage à un pas de contrôle des offres réalisées à 5 minutes	11																
2017	Mise en place d'un prix de règlement des écarts d'ajustement	11																

● Calendrier de mise en œuvre proposé par la CRE à ce stade et en accord avec le calendrier proposé par RTE
 ● Calendrier de mise en œuvre proposé par la CRE à ce stade et différent du calendrier proposé par RTE
 ■ Proposition de RTE lorsque le calendrier proposé par la CRE est différent

Proposition de RTE à laquelle la CRE envisage à ce stade de pas donner suite
 [Sous réserve] Mise en œuvre effective sujette notamment à la preuve de l'intérêt de la proposition au cours de son instruction et à sa compatibilité avec la version définitive du projet de règlement européen
 Proposition de la CRE à ce stade et non traitée par RTE



4.2 Instruction en 2018

Instruction proposée par la CRE	Proposition de la CRE	Chapitre de la feuille de route	Date de mise en œuvre															
			2019				2020				2021				2022			
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
2018	Gestion coordonnée des contraintes du RPD et du RPT	8	●															
2018	Revue des informations transmises aux RE	9		●														
2018	[Sous réserve] Revue du prix de règlement des écart (suppression du facteur k et mise en place d'un prix plus incitatif)	9						■										
2018	Mise en œuvre de la plateforme européenne d'échange d'énergie de réserve tertiaire rapide	10				●												
2018	Interaction automatique des plateformes européennes évitant aux acteurs de mettre eux-mêmes à jour leurs offres	10																
2018	[Sous réserve] Mise en œuvre de partage et d'échange supranational de capacités	12																
2018	Evolution de la méthode de constitution des périmètres et des offres (périmètre de flexibilité unique, agrégats et dynamique de constitution des agrégats...)	13		●														
2018	[Sous réserve] Intégration de possibilités d'agrégation entre les capacités 1/ d'injection et de soutirage et 2/ raccordées au RPD et au RPT	13		■														
2018	Alignement des modalités de constitution des offres d'énergie et de capacité	13		■														
2018	Révision des mécanismes de pénalités (y compris incitation aux acteurs à déclarer leurs indisponibilités le plus tôt possible)	11	■															
2018	Intégration des ENR aux mécanismes de marché	14			●													
2018	Extension du dispositif de programmation aux consommateurs et aux fournisseurs	7																
2018	Réduction du pas de programmation de 30 à 5 minutes	7																

● Calendrier de mise en œuvre proposé par la CRE à ce stade et en accord avec le calendrier proposé par RTE

● Calendrier de mise en œuvre proposé par la CRE à ce stade et différent du calendrier proposé par RTE

○ Proposition de RTE lorsque le calendrier proposé par la CRE est différent

■ Proposition de RTE à laquelle la CRE envisage à ce stade de pas donner suite

[Sous réserve] Mise en œuvre effective sujette notamment à la preuve de l'intérêt de la proposition au cours de son instruction et à sa compatibilité avec la version définitive du projet de règlement européen

■ Proposition de la CRE à ce stade et non traitée par RTE

5. SYNTHÈSE DES QUESTIONS AUX ACTEURS

Q1 : Êtes-vous favorable à la proposition de RTE de fixer le délai de neutralisation (et donc le guichet de programmation et le guichet d'échanges infra journaliers transfrontaliers) à une heure avant le début de la livraison physique ? Pensez-vous qu'à terme il sera nécessaire de réduire le délai de neutralisation en dessous d'une heure avant le début de la livraison physique ?

Q2 : Êtes-vous en accord avec la proposition de RTE d'aligner le nombre de guichets infra journaliers transfrontaliers sur le pas de règlement des écarts, lors de son éventuel passage à 15 minutes ?

Q3 : D'ici l'éventuelle réduction du pas de règlement des écarts à 15 minutes, pensez-vous qu'il faille mettre en œuvre un guichet infra journalier transfrontalier toutes les 30 minutes, aux frontières où des produits d'une durée de 30 minutes sont déjà proposés ? Si oui, êtes-vous favorable au calendrier proposé par la CRE (instruction en 2017 et mise en œuvre en 2018) ?

Q4 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.1 ?

Q5 : Êtes-vous favorable au maintien du modèle marges tel que proposé par RTE en France ? En particulier, êtes-vous favorable au maintien d'actions de RTE pour reconstituer les marges en amont de la fermeture du dernier guichet de nomination transfrontalier ?

Q6 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE visant à renforcer la transparence du modèle marges ? Quelles propositions concrètes pourriez-vous émettre en ce sens ?

Q7 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas retenir les deux recommandations de Microeconomix proposées par RTE dans les priorités à traiter dès 2017 ?

Q8 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.2.1 ?

Q9 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à ne pas faire évoluer le dispositif de programmation tel que proposé par RTE, sauf pour décliner l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 prise en application de l'article 119 de la LTECV ? Dans le cas contraire, êtes-vous favorable à la proposition de RTE de traiter ces sujets (extension du dispositif et réduction du pas de programmation, extension de l'obligation d'offrir la puissance disponible) en 2017 et 2018 ?

Q10 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.2.2 ?

Q11 : Êtes-vous favorable au maintien d'une gestion intégrée entre l'équilibre offre-demande et les flux sur le réseau, ainsi qu'à l'absence de segmentation des offres déposées pour le mécanisme d'ajustement en fonction du besoin (équilibre offre-demande, réseau, marges...) ? En particulier, êtes-vous favorable au maintien d'actions de RTE pour gérer les congestions locales en amont de la fermeture du dernier guichet de nomination transfrontalier ?

Q12 : Estimez-vous que le processus en sept étapes décrit par RTE afin de gérer les contraintes réseau lors de l'échange d'énergie d'équilibrage sur des plateformes européennes est pertinent ?

Q13 : Pensez-vous qu'un mécanisme de compensation financière, pour les offres dans la préséance économique du mécanisme d'ajustement mais non activées pour cause de congestion, représente un dispositif approprié pour donner des signaux d'investissement aux acteurs ? Pensez-vous que des signaux de plus long terme seraient pertinents ? Si oui, lesquels ?

Q14 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.3 ?

Q15 : Si le pas de règlement des écarts était fixé à 15 minutes en Europe, seriez-vous favorable à la proposition de RTE consistant à mettre en œuvre ce changement à l'échéance la plus tardive possible ?

Q16 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire en 2018 la suppression du facteur k du prix de règlement des écarts afin d'aboutir à un prix de règlement des écarts unique « pur » (sans remettre en cause la neutralité financière de RTE vis-à-vis de ses activités d'équilibrage) ? Si non, pourquoi ?

Q17 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire en 2018 le choix entre un prix de règlement des écarts égal au prix moyen pondéré ou au prix marginal de toutes les réserves ? Si vous êtes favorable au maintien d'un prix de règlement des écarts fixé au prix moyen pondéré, pour quelles raisons ce choix vous semble-t-il suffisamment incitatif ?

Q18 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.4.1 ?

Q19 : En lien avec le renforcement des incitations des responsables d'équilibre, quelles informations supplémentaires souhaiteriez-vous que les gestionnaires de réseau partagent avec les responsables d'équilibre afin de les informer de l'état de leur périmètre ? Précisez le cas échéant les caractéristiques de

ces données (maille d'agrégation des informations, fréquence de partage...) et le calendrier souhaité.

Q20 : Partagez-vous le point de vue de la CRE et de RTE selon lequel l'équilibrage d'une part et la reconstitution des flux et le profilage d'autre part doivent évoluer de façon coordonnée et faire l'objet d'analyses conjointes ?

Q21 : Concernant le profilage, quelles évolutions privilégiez-vous pour accompagner la feuille de route de l'équilibrage ?

Q22 : Concernant la reconstitution des flux, quelles évolutions privilégiez-vous pour accompagner la feuille de route de l'équilibrage ?

Q23 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.4.2 ?

Q24 : Etes-vous favorable à l'utilisation d'un produit standard unique par processus ? En l'état actuel des discussions sur les caractéristiques de tels produits, serez-vous capable d'en offrir ?

Q25 : Pour chaque type de réserve, êtes-vous favorable à une forme identique entre les produits standards et les produits que les fournisseurs de services d'ajustement seront localement incités à livrer, comme proposé par la CRE ?

Q26 : En particulier, quelles seraient les caractéristiques (DMO notamment) des produits de réserve secondaire que vous souhaiteriez proposer sur la plateforme d'échange de réserve secondaire ? Etes-vous favorable à la mise en place d'une sélection des offres par préséance économique au niveau national ou régional avant la mise en place européenne de la plateforme d'échange de produits standards de réserve secondaire ?

Q27 : Etes-vous favorable au fait de devoir redéposer votre offre sur une autre plateforme vous-même ? Partagez-vous la proposition de la CRE consistant à optimiser les interactions entre plateformes, si cela est techniquement possible, à moyen/long terme ?

Q28 : Etes-vous favorable au maintien de produits spécifiques ? Partagez-vous la proposition de la CRE consistant à privilégier l'utilisation des produits standards ? Si oui, quelles propositions concrètes pourriez-vous formuler pour atteindre cet objectif ?

Q29 : Pensez-vous qu'il soit utile de garantir que les produits standards ayant une durée d'utilisation de 30 minutes puissent être offerts en cas de réduction de la fenêtre opérationnelle à 1h-1h15 ? Que pensez-vous de la proposition de la CRE pour y parvenir ? Quelles autres solutions envisageriez-vous ?

Q30 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.5 ?

Q31 : Etes-vous favorable à une mise en œuvre de la rémunération au prix marginal par type de réserve au démarrage des plateformes européennes associées ?

Q32 : Etes-vous favorable à une rémunération des offres de soutirage/injection incitant à livrer le volume activé de manière progressive (le gain de l'acteur diminuant légèrement en fonction de l'écart d'ajustement, dans la limite de +/- 20%, puis fortement au-delà) ? Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant le fait de ne pas créer un prix de règlement des écarts d'ajustement différent du prix de règlement des écarts ?

Q33 : Pensez-vous qu'il serait souhaitable que le contrôle du réalisé soit effectué à un pas de 5 minutes ?

Q34 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.6 ?

Q35 : Êtes-vous en accord avec la proposition de la CRE concernant l'évolution des dispositifs de contractualisation de capacité sur la base de produits standards ? Quelles dispositions proposeriez-vous pour permettre aux capacités contractualisées d'être partagées sur les plateformes européennes (notamment concernant le mode d'activation direct ou programmé, les offres à stock et les dispositions ne permettant que deux activations par jour) ?

Q36 : Quelles propositions concrètes vous semblent prioritaires à mettre en œuvre pour améliorer les conditions de concurrence sur la réserve secondaire (changement du mode d'activation, extension de la prescription, contractualisation supranationale...) ?

Q37 : Partagez-vous la proposition de RTE de maintenir une contractualisation de certaines capacités à une échéance annuelle ? Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire le choix de l'échéance court-terme de contractualisation ?

Q38 : En ce qui concerne le partage et l'échange transfrontalier de réserves d'équilibrage, seriez-vous favorable à la mise en place d'une initiative pilote pour la réserve complémentaire ? Si non, pourquoi ?

Q39 : Considérez-vous nécessaire de mener une refonte des régimes de pénalités en cas d'indisponibilité

pour les différentes réserves, avant que leur mode de constitution ait évolué ? Si oui, à quelle échéance ?

Q40 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.7 ?

Q41 : Quel est le modèle de constitution des supports d'offres le plus adapté à vos besoins (site à site, agrégé ou portefeuille) ? Etes-vous favorable à la proposition de RTE concernant le modèle agrégé ? Si non, pourquoi et quelle(s) mesure(s) proposeriez-vous permettant à RTE de conserver une visibilité suffisante des flux sur le réseau ? Le modèle choisi doit-il être identique pour toutes les réserves ?

Q42 : Pensez-vous que l'intérêt de la présence de plusieurs acteurs fournissant différents types de réserve sur un même site soit justifié au vu de la complexité technique que cela introduirait ? Si oui, quelles solutions proposeriez-vous pour permettre à un site d'être géré par différents acteurs pour fournir différents types de réserves (s'agissant de la coordination de la gestion d'un même site entre plusieurs acteurs pour différentes réserves et la reconstitution *ex-post* (contrôle du réalisé) des actions des différents acteurs sur les différents types de réserves) ?

Q43 : Pensez-vous que les conditions d'agrégation proposées par RTE vous permettront d'offrir des produits standards ? Si non, pourquoi ? Quelles mesures alternatives proposeriez-vous pour favoriser l'offre de produits standards ?

Q44 : En prenant en compte le compromis nécessaire entre la flexibilité donnée aux acteurs et le besoin de visibilité des gestionnaires de réseau pour effectuer leurs analyses réseau, quelle est pour vous la fréquence de constitution la plus adaptée (mensuelle, hebdomadaire, journalière ou autre) pour :

- Le périmètre de flexibilité ?
- Le support d'offres (déclaration de l'agrégat pour les offres d'énergie d'équilibrage) ?

Q45 : En prenant en compte le compromis nécessaire entre la flexibilité donnée aux acteurs et le besoin de visibilité des gestionnaires de réseau pour effectuer leurs analyses réseau, quels seraient pour vous le mécanisme (glissant, guichets réguliers...) et le délai de notification d'entrée et de sortie d'une flexibilité les plus adaptés pour :

- Le périmètre de flexibilité ?
- Le support d'offres ?

Q46 : Envisageriez-vous de formuler des offres agrégeant des sites de soutirage et des sites d'injection ? Même question pour des sites connectés au RPD et des sites connectés au RPT. Quelle proportion de vos sites (puissance et pourcentage) serait concernée ?

Q47 : La plupart des propositions de RTE faites dans ce chapitre concernent la constitution des offres d'énergie. Selon vous, certaines de ces dispositions devraient-elles être déclinées pour la constitution des capacités ? Quelles évolutions des modalités de participation des capacités vous semblent prioritaires ?

Q48 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.8 ?

Q49 : Quel degré de priorité et quelle valeur accordez-vous à la participation des ENR à l'équilibrage ?

Q50 : Avez-vous des éléments de comparaison sur la participation des ENR aux marchés d'équilibrage dans les autres pays européens ?

Q51 : En distinguant en fonction de la filière (éolien, biomasse...), du mode de soutien (obligation d'achat, complément de rémunération et hors mécanismes de soutien) et du caractère existant ou futur de l'installation, pour quelles catégories d'installations renouvelables la participation à l'équilibrage vous paraît-elle la plus pertinente ? Merci de prendre en compte notamment les impacts sur l'équilibrage et sur les charges de service public de l'électricité.

Q52 : Avez-vous l'intention de faire participer des ENR à l'équilibrage dans les prochaines années ?

Q53 : Les propositions de RTE vous paraissent-elles pertinentes et complètes pour les différentes catégories ? Si non, quelles propositions formuleriez-vous pour favoriser la participation de ces différentes catégories ? A quelle échéance ?

Q54 : Quelles interactions voyez-vous entre l'éventuelle participation des ENR et la conception des mécanismes de soutien ? Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'incitation des capacités sous complément de rémunération à participer au mécanisme d'ajustement ?

Q55 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.9 ?

Q56 : Jugez-vous la proposition de mettre en œuvre une procédure « accélérée » pertinente ? Si oui, que

pensez-vous du processus décrit ?

Q57 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.10 ?

Q58 : Avez-vous des commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant la contractualisation des réserves (cf analyse de la CRE dans la partie 3.7) ?

Q59 : Avez-vous des commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant les effacements et leurs modalités de participation ?

Q60 : Avez-vous d'autres commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant l'équilibrage ?

6. ANNEXES

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

Les versions abrégée et complète de la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français de RTE sont annexées à ce document de consultation publique et disponibles aux liens suivants :

- version abrégée :
 - 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.

L'étude qualitative de l'impact de différents modèles de sûreté sur le système électrique français réalisée par le cabinet Microeconomix est annexée à ce document de consultation publique et disponible aux liens suivants :

http://www.microeconomix.fr/sites/default/files/microeconomix_-_etude_economique_qualitative_des_modeles_de_surete_-_rapport_complet_-_vf.pdf

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

<https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/cba-imbalance-settlement-period/Pages/default.aspx>

6.3 Projet de règlement européen établissant une ligne directrice pour l'équilibrage du système électrique – version du 10 octobre 2016

La version du projet de règlement européen établissant une ligne directrice pour l'équilibrage du système électrique diffusée aux Etats Membres le 10 octobre 2016 est annexée à ce document de consultation publique disponible au lien suivant :

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

Il s'agit d'une version de travail qui a encore vocation à évoluer avant le vote des Etats Membres.

6.4 Paquet d'hiver

La Commission européenne a publié sa proposition « *Une énergie propre pour tous les Européens* ». L'ensemble des documents composant ce paquet sont disponibles au lien suivant :

<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>