Rapport de Consultation sur l'évolution des règles Services Système Fréquence

Document d'accompagnement

18 juillet 2018

Table des matières

1 Exposé des motifs 4

2 Evolutions liées à la contractualisation de la Réserve Primaire 5

2.1 Introduction 5

2.2 Evolution concernant la fréquence des enchères et la durée des produits 6

2.3 Evolution sur le paiement des capacités 6

2.4 Evolution concernant les caractéristiques des offres 6

2.5 Mise en œuvre des propositions 6

2.6 Evolutions ultérieures en vue de l'harmonisation au sein de la « FCR Coopération » 6

2.7 Import / Export explicites des réserves 7

2.8 Synthèses des réponses à la consultation et conclusion pour la saisine 7

3 Evolutions liées aux codes Electricity balancing 8

3.1 Modalité de révision des règles 8

3.1.1 Contexte 8

3.1.2 Proposition de RTE 8

3.1.3 Retour de la consultation et conclusion 8

3.2 Prix des offres d'énergie d'équilibrage : demande d'exemption à l'article 16, paragraphe 6 de EBGL 9

3.2.1 Contexte 9

3.2.2 Proposition de RTE 9

3.2.3 Retour de la consultation et conclusion 10

4 Evolutions liées aux codes SOGL 10

4.1 Réévaluation des certificats d'aptitude 10

4.1.1 Contexte 10

4.1.2 Proposition RTE 10

4.1.3 Retour de la consultation et conclusion 10

4.2 Introduction de la notion de réservoir à énergie limitée 10

4.2.1 Définitions 10

4.2.2 Applications 11

4.2.3 Retour de la consultation et conclusions 11

5 Evolutions du cadre expérimental relatif à la participation des sites de soutirage raccordés au RPD et des moyens de stockage hors step pour la fourniture de réserves 12

5.1.1 Contexte 12

5.1.2 Proposition de RTE 13

5.1.3 Conditions pour le cadre expérimental de RTE 13

5.1.4 Proposition pour la stratégie de charge/décharge 13

5.1.5 Retour de la consultation et conclusion 14

6 Autres évolutions soumises a consultation 14

6.1 Conditions de Paiement 14

6.1.1 Contexte 14

6.1.2 Proposition de RTE 14

6.1.3 Retour de la consultation et conclusion 14

6.2 Caractéristiques du produit FCR au §5.2 14

6.3 Mise en cohérence avec les modalités de programmation des capacités de production participant aux SSY en lien avec la proposition des Règles MA-RE v8.4 15

Ce paragraphe reprend les propositions faites dans le cadre de l'élaboration des règles MA-RE v8.4. 15

6.3.1 Introduction 15

6.3.2 Evolutions relatives aux programmes d'appel 15

6.3.3 Evolutions techniques 16

6.3.4 Retour à la consultation et conclusion 16

7 Autres points remontés lors de la consultation 16

7.1 Expérimentation relative à la sous mesure 16

7.1.1 Proposition d'évolution 17

7.2 Evolutions liées à la rémunération et pénalités de la FCR : 17

8 Annexe 1 – Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre 17

1 EXPOSE DES MOTIFS

La construction du marché intérieur de l'électricité constitue une ambition politique forte de l'Union européenne. Dans ce contexte, les modalités actuelles régissant l'équilibrage du système électrique français sont amenées à évoluer significativement au cours des prochaines années dans le but de poursuivre l'émergence d'un marché européen de réserves primaire et secondaire et d'accompagner efficacement la transition énergétique. Ces ambitions seront transcrites dans les différentes évolutions en cours et à venir des règles Services système fréquence (« règles SSYf »).

Les changements en cours sont importants. Afin de s'y préparer, RTE a engagé un processus de concertation, en lien avec la Commission de régulation de l'énergie, qui a conduit à la publication en juin 2016 d'une feuille de route de l'équilibrage du système électrique français (ci-après livre vert). Cette feuille de route avait pour objectifs de structurer les débats, de mettre en perspective les prochaines évolutions des règles et de présenter les principales options d'architecture pouvant être retenues pour l'équilibrage du système électrique français. Suite à la publication du livre vert, la CRE a défini, dans sa délibération du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, la cible du modèle d'équilibrage français.

Les grands axes de l'européanisation ont été définis en premier lieu par le règlement européen (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après « System Operation Guideline » ou « SOGL ») et par le règlement (UE) 2017/2195 du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après « Electricity Balancing Guideline » ou « EBGL ») entré en vigueur le 18 décembre 2017. L'harmonisation des différentes modalités requises par les règlements EBGL et SOGL se fera au niveau national par une évolution progressive des règles SSYf.

Les travaux européens concernant les services système fréquence ont commencé d'une part avec une initiative liée à la constitution de la réserve primaire à une maille géographique constituée de plusieurs pays (« FCR cooperation), et d'autre part avec le projet PICASSO visant la mise en œuvre de la plateforme européenne d'échange d'énergie de réserve de restauration automatique de la fréquence telle prévue par l'article 21 d'EBGL.

Afin de préparer les évolutions liées à la déclinaison des codes, le groupe de travail (« GT ») « Evolutions des règles SSYf » de la Commission accès au marché (« CAM ») du CURTE se poursuit dans un processus de concertation avec les acteurs de marché : trois réunions du GT SSYf se sont tenues depuis le début de l'année 2018 et ce processus de concertation se poursuivra jusqu'à la mise en œuvre de la plateforme européenne, qui pourrait devenir effective fin 2021. .

Par ailleurs, l'émergence et la montée en puissance des demandes de fourniture de réserve primaire par de nouvelles capacités, notamment le stockage constituent également un enjeu pour les évolutions du cadre national.

Dans ce contexte, RTE propose dans le présent document une version des règles SSYf incluant les évolutions principales suivantes :

- la prise en compte des propositions d'évolution des modalités de la contractualisation de la capacité de réserve primaire par l'appel d'offres transfrontalier, en cohérence avec les articles 33 et 34 d'EBGL ;
- la mise en cohérence du paragraphe 3.4 « Révision des règles » en cohérence avec l'article 10 de EBGL ;
- la mise en cohérence avec les articles 18, 154, 155, 156, 158 et 159 de SOGL ;
- L'évolution du cadre expérimental relatif à l'insertion des moyens de stockage pour la participation à la réserve Primaire.

D'autres évolutions plus mineures des règles ont été ajoutées, les contours en sont présentés au chapitre 7.

Les dates prévisionnelles de mise en œuvre de l'ensemble des évolutions de la présente version des règles SSYf sont indiquées dans un tableau récapitulatif en Annexe 1.

Le présent document vise à décrire les modifications que RTE propose d'apporter aux règles SSYf à la lumière des travaux menés dans le cadre de la concertation. Les réunions du GT services système fréquence se sont déroulées de février 2018 à juin 2018 pour traiter des sujets listés précédemment. Les présentations ainsi que les ordres du jour des réunions sont disponibles sur le site du CURTE[1].

RTE a mené une consultation du 29 mai au 1er juillet 2018 portant sur l'évolution des règles services système. Les retours de consultation ainsi que les réponses détaillées apportées par RTE se trouvent dans le fichier Excel joint au rapport.

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur des nouvelles règles au 26 octobre 2018 après instruction et approbation par la CRE.

2 EVOLUTIONS LIEES A LA CONTRACTUALISATION DE LA RESERVE PRIMAIRE

2.1 Introduction

Dans le cadre de la FCR Cooperation, dont fait partie RTE, l'ensemble des GRT ont établi conjointement des propositions d'évolution des modalités relatives à la contractualisation de la capacité de réserve primaire. Conformément aux modalités définies par EBGL, les propositions ont fait d'une consultation publique entre le 15 janvier et le 15 février 2018 auprès des acteurs de marché concernés, puis elles ont été adressées à l'ensemble des régulateurs de la FCR Cooperation.

Les propositions concernent (i) la mise en place de règles et processus communs et harmonisés pour l'échange et l'acquisition des capacités de réserves primaire conformément à l'article 33 du règlement Electricity Balancing, (ii) l'exemption pour les GRT participant à la FCR Cooperation de l'obligation d'autoriser les fournisseurs de services d'équilibrage à transférer leurs obligations de fournir une

[1] https://www.concerte.fr/commissions/cam-gt-ssy-fr%C3%A9quence

capacité d'équilibrage conformément à l'article 34, paragraphe 1 du règlement Electricity Balancing.

Les propositions sont décrites et argumentées dans le rapport de consultation, disponible sur le site de la FCR cooperation[2].

2.2 Evolution concernant la fréquence des enchères et la durée des produits

La proposition commune des GRT consiste à passer d'un appel d'offres hebdomadaire pour des produits base hebdomadaire, à une enchère journalière pour des produits d'une durée de 4h.

L'évolution est proposée en deux étapes :

- une première étape au 26 novembre 2018 (jour de livraison) pour les jours ouvrés avec une enchère à 15h (au moins 2 jours avant la livraison) selon un calendrier pré-établi, pour un produit journalier base ;
- et une seconde étape en juillet 2020, avec des enchères tous les jours à 8h pour des produits d'une durée de 4h.

2.3 Evolution sur le paiement des capacités

Les capacités contractualisées par les GRT continueront à être payées au prix de l'offre de l'acteur jusqu'au 30 juin 2019, conformément aux modalités en vigueur. A partir du 1er juillet 2019 (jour de livraison), le prix payé à l'acteur sera le prix maximal de l'offre retenue sur la zone géographique du pays du GRT.

2.4 Evolution concernant les caractéristiques des offres

Les offres indivisibles seront autorisées à partir du 1er juillet 2019.

2.5 Mise en œuvre des propositions

Tous les régulateurs des pays de la FCR Cooperation doivent valider la proposition soumise par les GRT pour qu'elle soit acceptée. La publication de l'acceptation des propositions et la validation du projet des présentes règles sont nécessaires pour valider la 1ière date de mise en œuvre au 26 novembre 2018. Cette date sera confirmée au plus tard le 26 octobre 2018. Dans le cas où la proposition serait rejetée, les modalités décrites dans les règles version 4 seront toujours applicables.

2.6 Evolutions ultérieures en vue de l'harmonisation au sein de la « FCR Coopération »

Suite à la consultation début 2017, les GRT allemands, autrichien, belge, danois, français, néerlandais et suisse, avec l'accord de leurs régulateurs, ont continué leurs travaux afin de proposer des avancées pour plus d'harmonisation au sein de la « FCR cooperation ». Un atelier de concertation commun sera planifié en fin d'année 2018. Le périmètre proposé de la concertation devrait traiter les sujets suivants :

- Règles d'agrégation
- Modalité de contrôles
- Back up

[2] https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/fcr/

- Pénalités

A l'issue de cette consultation, les GRT élaboreront une proposition commune d'harmonisation qui donnera lieu à une consultation nationale avant soumission aux différents régulateurs concernés.

2.7 Import / Export explicites des réserves

Le paragraphe 9 relatif aux échanges transfrontaliers de réserve évolue en cohérence avec les modalités d'appel d'offres. RTE achetant les capacités via un appel d'offres transfrontalier mené en commun avec les GRT de la FCR Cooperation, il n'y a plus de contrats bilatéraux entre des acteurs disposant de capacités aptes en France et un GRT étranger.

De plus, les GRT de la FCR Cooperation ont demandé l'exemption de l'obligation d'autoriser les fournisseurs de services d'équilibrage à transférer leurs obligations de fournir une capacité d'équilibrage conformément à l'article 34, paragraphe 1 du règlement (UE) n°2017/2195 de la Commission établissant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique. Cette proposition a donné lieu à une consultation auprès des acteurs entre les 15 janvier et 15 février 2018 et la demande d'exemption a été faite à la CRE le 26 avril 2018. La proposition des GRT de la FCR Cooperation est disponible sur le site ENTSO-E (https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/fcr/).

Lors de la consultation, un acteur (ENGIE) a demandé de laisser possible la capacité à contractualiser avec un GRT étranger malgré l'enchère commune de la FCR Cooperation. Cela pourrait être possible si un GRT étranger continue à réaliser une partie de ses achats de capacité en amont des enchères communes et en dehors de la FCR cooperation. En effet, le GRT qui fait ses enchères en amont le fait maintenant pour respecter sa part de production « core share » de FCR dans le pays selon les critères de SOGL. Ainsi un acteur qui n'est pas sur le GRT de raccordement ne peut pas participer à l'enchère pour la part minimale « core share ». Le besoin complet du pays est ensuite mis en commun, et il n'y a plus de besoin de contrat bilatéral. La possibilité serait ouverte pour échanger avec un pays qui n'est pas dans la FCR cooperation. Les conditions et les impacts sur les volumes de demande minimale par pays et export maximum seraient alors à prendre en compte pour l'algorithme. Les règles pourront à nouveau évoluer si le besoin était présent.

2.8 Synthèses des réponses à la consultation et conclusion pour la saisine

Les acteurs français avaient déjà été consultés sur ce sujet au niveau Européen lors de la consultation qui s'est tenue entre les 15 janvier et 15 février 2018. Le rapport de consultation[3] synthétisant les propositions et réponses aux acteurs est disponible sur le site ENTSO-E.

[3] https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/FCR_Proposal-Consultation_report_20180426_FV.PDF

Les acteurs de marché français, notamment Direct Energie, Uniper, la FEE, sont majoritairement favorables à une évolution vers une contractualisation sur des produits à granularité plus fine et au plus près de l'échéance concernée (la veille pour le lendemain), qui permet notamment la valorisation de nouvelles capacités moins prévisibles. Comme lors de la consultation européenne, certains acteurs (Uniper, Engie) regrettent l'étape intermédiaire entre le passage en J-2 et le paiement au prix marginal. Certains acteurs (EDF, Engie) rappellent le timing contraignant d'une validation par les régulateurs européens au plus tard le 26/10 pour une mise en application pouvant être un mois plus tard. Cependant, l'ensemble des GRT estiment ne pas être en mesure de proposer plus rapidement la mise en place d'une contractualisation en J-1 de produits 4h associée à une rémunération des offres au prix marginal. La séquence proposée permet le respect de l'ensemble des exigences définies par les articles 33 et 34 d'EBGL.

Certains acteurs (EDF) rappellent qu'ils sont favorables à la mise en place de possibilité de transfert transfrontalier de capacité de réserve primaire. Concernant la possibilité du transfert de capacité les GRT étudieront l'opportunité de mettre en place ce mécanisme après les étapes de Juillet 2020, au regard de l'évolution du marché et après les étapes d'harmonisation.

En conclusion, les commentaires remontés rappellent ceux collectées lors des concertations Européens et les évolutions proposées nationalement restent cohérentes avec les orientations communes de la FCR Cooperation.

3 EVOLUTIONS LIEES AUX CODES ELECTRICITY BALANCING

3.1 Modalité de révision des règles

3.1.1 Contexte

L'article 10 « Consultation publique » d'EBGL précise, pour chaque proposition faite par les GRT aux régulateurs, la durée de la consultation publique requise et le niveau de la consultation (européen, national, régional) ainsi que les modalités de prise en compte et de publication des observations exprimées lors de la consultation. La durée de consultation des règles SSYf ne doit pas être inférieure à 1 mois.

3.1.2 Proposition de RTE

RTE propose de faire évoluer les règles SSYf de sorte à être conforme à ce délai et en cohérence avec les règles MA- RE en vigueur. L'article 3.4.1 des règles SSYf évolue en ce sens.

3.1.3 Retour de la consultation et conclusion

Un acteur (EDF) souhaite une durée de consultation de 2 mois en cohérence avec les consultations européennes. Le code EBGL distingue les durées de consultations européennes et nationales. En cohérence et dans un souci de réactivité RTE propose de laisser 1 mois (durée minimale indiquée sous EBGL) de consultation pour les règles SSYf.

Un acteur (EDF) souhaite que les règles SI soient incluses dans le périmètre de la concertation. RTE rappelle que l'objet des règles SI n'est que de définir les modalités techniques d'interfaçage entre RTE et les acteurs de marché pour la mise en œuvre des règles de marché et qu'à ce titre, RTE n'est pas tenu de les concerter. Cependant, RTE propose de donner de la visibilité aux acteurs de marché sur les évolutions à venir des règles SI afin d'une part de permettre aux acteurs de marché de formuler des remarquer le cas échéant et d'autre part d'engager le plus en amont possible les travaux d'adaptation de leur SI.

3.2 Prix des offres d'énergie d'équilibrage : demande d'exemption à l'article 16, paragraphe 6 de EBGL

3.2.1 Contexte

L'article 16, paragraphe 6 du règlement Electricity Balancing précise que le prix des offres d'énergie d'équilibrage à partir de produits standard et de produits spécifiques en application du paragraphe 4 du code EBGL ne doit pas être prédéterminé dans un contrat de capacité d'équilibrage. Un GRT peut proposer une dérogation à cette règle dans la proposition de modalités et conditions relatives à l'organisation de l'équilibrage en application de l'article 18. Une telle dérogation s'applique uniquement aux produits spécifiques en application de l'article 26, paragraphe 3, point b) et est accompagnée d'une justification démontrant une efficience économique accrue précisant que, pour chaque proposition faite par les GRT aux régulateurs, la durée de la consultation publique requise et le niveau de la consultation (européen, national, régional) ainsi que les modalités de prise en compte et de publication des observations exprimées lors de la consultation doit être de 1 mois.

3.2.2 Proposition de RTE

RTE propose de laisser le paiement de l'énergie relatif aux réserves au prix indiqué dans les règles à l'article 13.3 : pour chaque pas demi-horaire, RTE valorise les énergies de réglage au prix spot (pour une livraison d'1 MWh en France) du pas demi-horaire concerné.

RTE considère que la réserve primaire n'est pas considérée comme une énergie d'équilibrage et donc l'article du code EBGL ne s'applique pas à l'énergie associée.

Dans le cadre de l'article 21, du code EBGL « Plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique », et dans le cadre de la délibération n° 2017-155 de la CRE du 22/06/2017, portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, RTE étudie le passage à une activation de la réserve secondaire selon la préséance économique (aujourd'hui toutes les activations participant à la réserve secondaire sont activées de manière simultanée et selon les mêmes proportions). RTE considère que le passage de la rémunération de l'énergie associée à la réserve secondaire à un prix libre ne sera possible qu'après la mise en œuvre de l'activation différenciée selon la préséance économique en remplacement du mécanisme de pro rata actuellement en vigueur. Le dernier calendrier prévoit la mise en place de cette évolution structurante au mieux à la fin de l'année 2020. A cet horizon, le paiement de l'énergie ne sera plus un prix pré déterminé dans un contrat.

RTE demande donc une dérogation à l'article 16, paragraphe 6, de EBGL jusqu'à la mise en place de l'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique en France.

3.2.3 Retour de la consultation et conclusion

Un acteur (UNIPER) considère que la méthode reste simple et transparente. Un acteur (FEE) indique qu'un paiement au prix spot par l'acteur au GRT en cas d'activation à la baisse d'un moyen à cout nul n'incite pas mécaniquement les acteurs ayant ce type de technologie à participer à la baisse (hors paiement de la capacité). En effet, seul un règlement à prix nul, et un paiement de la capacité, apparait comme pouvant résoudre l'équation. RTE ne propose pas d'évolution relative à la rémunération des énergies liées à l'activation des services système fréquence.

4 EVOLUTIONS LIEES AUX CODES SOGL

4.1 Réévaluation des certificats d'aptitude

4.1.1 Contexte

Le code SOGL indique aux articles 155, paragraphe 6, et 159, paragraphe 6, que la certification des entités fournissant des réserves primaire ou secondaire doit être réévaluée au moins une fois tous les cinq ans.

4.1.2 Proposition RTE

RTE propose de s'appuyer sur le contrôle continu des performances en vigueur en France et décrit à l'article 14 pour satisfaire à cette obligation.

4.1.3 Retour de la consultation et conclusion

Les acteurs (EDF, UNIPER, et ENGIE) ayant répondu sont favorables à la proposition.

RTE maintient sa proposition.

4.2 Introduction de la notion de réservoir à énergie limitée

Dans la perspective de l'arrivée des moyens de stockage pour la réalisation de la réserve primaire, l'article 154 du code SOGL a introduit la notion d'entité à réservoir à énergie limitée. Il s'agit d'introduire dans les règles et dans la gestion du système électrique des propriétés pour ces entités au regard des services au réseau qu'elles peuvent rendre.

4.2.1 Définitions

Le code SOGL introduit la notion de réservoir à énergie limitée. La définition proposée initialement pour la consultation, indiquée dans l'article 3.3 est la suivante : « Installations qui ne peuvent fournir de la Reserve Primaire et Secondaire, sans interruption dans le temps, à moins d'être rechargée (sur le réseau ou via des apports naturels) de façon périodique».

4.2.2 Applications

Une méthodologie est en cours de validation par les régulateurs des pays de l'UE pour indiquer le temps que doit tenir une entité à réservoir à énergie limitée en état d'alerte du réseau. Une fois la méthodologie validée, cette analyse coût bénéfice permettra de proposer le temps que doit tenir en état d'alerte un tel moyen pour la fourniture de la réserve primaire. En attendant, le résultat de l'analyse, RTE propose que le temps de tenue soit de 15 min, en cohérence avec les critères actuels de certification des autres entités, et qui correspond à le durée minimale introduite dans la méthodologie.

Selon les articles 156, paragraphe 9, et 156, paragraphe 10, du code SOGL, une entité de réserve disposant d'un réservoir à énergie limitée, apte à fournir de la réserve primaire, doit être capable de fournir de l'énergie de réglage en continu durant toute la période pendant laquelle elle est programmée, et jusqu'à épuisement du réservoir, et pour au moins 15 min dans le cas où le système passe en état d'alerte. L'entité de réserve doit se rendre disponible à nouveau au plus tard 2 heures après la fin de l'état d'alerte.

Le paragraphe 14.2.4 rappelle ces exigences.

4.2.3 Retour de la consultation et conclusions

Lors du GT de relecture du projet de règles et lors de la consultation écrite, les acteurs ont formulés des demandes de modifications des définitions et la formulation des exigences (§14.2)

4.2.3.1 Retour sur la définition

- Le terme « Entité » doit être mis à la place d' « installation ». Cela permet de distinguer les situations avec une EDR constitués uniquement de batterie ou d'EDR agrégeant les batteries et d'autres moyens (Energy pool) ;
- Le terme « périodique » est à remplacer par « récurrente » ou « ponctuelle » (Uniper) car il peut y avoir confusion à faire mention à une période fixe de recharge ou décharge, et donc pré déterminée ;
- Les notions de « sans interruption dans le temps » à remplacer en faisant référence à la période contractualisée avec RTE (ENGIE) via les règles de programmation et donc le délai de neutralisation (EDF).
- A la notion de « recharge » doit également être associée la notion de « décharge ».

Ainsi la définition proposée pour les règles devient :

Entités qui ne peuvent fournir de la Réserve Primaire et Secondaire, sur la période contractualisée avec RTE (durée respectant le pas de programmation et le délai de neutralisation), à moins d'être rechargée ou déchargée (sur le réseau ou via des apports naturels) de façon récurrente ».

4.2.3.2 Retour sur les exigences listées au paragraphe 14.2.4.1

La proposition en consultation, en cohérence avec le code SOGL, indique :

« Selon les articles 156, paragraphe 9, et 156, paragraphe 10, du code SOGL, une Entité de Réserve disposant d'un Réservoir à Energie Limitée, apte à fournir de la Réserve Primaire, doit être capable de fournir de l'énergie de réglage en continu durant toute la période pendant laquelle elle est programmée, et jusqu'à épuisement du réservoir, et pour au moins 15 min dans le cas où le système se trouve en Etat d'Alerte à nouveau pas moins de 2 heures après la fin de l'état d'alerte »

Un acteur (EDF) a indiqué que le responsable de réserve a la possibilité de redéclarer la réserve sur d'autres entités sans être défaillant et souhaite laisser plus de souplesse pour assurer « *le renouvellement des réservoirs d'énergie dès que possible, dans les deux heures après la fin de l'état d'alerte* » (SOGL Art 156, paragraphe 13, point b)

RTE propose de changer la dernière partie : « Selon les articles 156, paragraphe 9, et 156, paragraphe 10, du code SOGL, une Entité de Réserve disposant d'un Réservoir à Energie Limitée, apte à fournir de la Réserve Primaire, doit être capable de fournir de l'énergie de réglage primaire en continu durant toute la période pendant laquelle elle est programmée, et jusqu' à épuisement ou saturation du réservoir, et pour au moins 15 minutes dans le cas où le système se trouve en Etat d'Alerte. Le Responsable de Réserve doit rendre disponible des capacités équivalentes aux capacités épuisées ou saturées à nouveau au plus tard 2 heures après la fin de l'Etat d'Alerte, en rendant disponible l'entité concernée ou en activant une (des) autre(s) via redéclaration

Les contrôles et la certification sont prévus à la maille de l'EDR et le cadre expérimentale permettra d'affiner les modalités associées.

4.2.3.3 Conclusion et évolutions à suivre

Les GT SSYf de concertation continueront à la définition les modalités de certification des EDR à réservoir à énergie limitée, en fonction de leur composition. Un paragraphe additionnel à la définition pourra être alors rajouté une fois la concertation terminée.

RTE propose donc de faire évoluer les définitions et exigences listées au chapitre 14.2.4.1 selon des propositions du précédent paragraphe.

5 EVOLUTIONS DU CADRE EXPERIMENTAL RELATIF A LA PARTICIPATION DES SITES DE SOUTIRAGE RACCORDES AU RPD ET DES MOYENS DE STOCKAGE HORS STEP POUR LA FOURNITURE DE RESERVES

5.1.1 Contexte

Les règles SSYf v4 proposent un cadre expérimental pour la participation des sites de soutirage raccordés au RPD et des moyens de stockage hors STEP pour la fourniture de la réserve primaire et de réserve secondaire.

Dans ce cadre expérimental, la somme des capacités maximales de réglage primaire et secondaire de tous les responsables de réserve ne peut dépasser un seuil de 40 MW. Ce seuil de 40 MW a été relevé à hauteur de 100 MW après information de la CAM. Suite aux discussions dans le cadre des concertations via les GT SSYf, il a été mis en avant que les modalités de réservations devaient être clarifiées et que le seuil introduisait un manque de visibilité pour les investisseurs et acteurs voulant développer l'utilisation des moyens de stockage ou les flexibilités des moyens sur le RPD pour fournir des services aux réseaux via notamment la réserve primaire.

5.1.2 Proposition de RTE

RTE propose de supprimer la notion de seuil. Le cadre expérimental est maintenu de façon à définir ou consolider- en collaboration avec les acteurs – les prescriptions techniques (informations à échanger, exigences techniques, modalités de contrôles) à appliquer sur ces nouvelles entités de réserve. Ces nouvelles modalités s'appliqueront pour les acteurs ayant réservé des capacités au titre des règles V4.

5.1.3 Conditions pour le cadre expérimental de RTE

Les conditions associées à la suppression du seuil dans les règles SSYf sont les suivantes :

- maintien d'un cadre expérimental avec mise en conformité des acteurs une fois les exigences européennes approuvées et déclinées nationalement ;
- l'acteur devra décrire la stratégie de charge/décharge de sa batterie, ce qui implique notamment de devoir fournir a minima un ratio de Pmax de 1,1 MW pour 1 MW de réserve primaire (les propriétés additionnelles au code SOGL, en cours de consultation, proposent actuellement de contraindre ce ratio à 1,25 MW pour 1 MW) ;
- l'acteur devra être en conformité avec le code SOGL et assurer la tenue en 15 min de stock pour un écart de 200 mHz à Pmax, en état d'alerte (critère défini selon l'article 18 du code SOGL) selon les critères définis dans les fiches de certification en cours de formalisation par RTE ;
- l'acteur devra prouver qu'il peut tenir le passage de l'état normal à l'état d'alerte, et respecter les conditions dans l'état d'alerte, sur des journées historiques passées répertoriées dans les fiches de certifications en cours de formalisation par RTE.

Le cadre expérimental permettra à RTE de certifier temporairement les capacités de stockage des acteurs, et de leur demander des informations supplémentaires de façon à laisser le temps à RTE d'acquérir le retour d'expérience, de consolider ses exigences et ses besoins de données lui permettant d'adapter ses outils de contrôle actuels pour le suivi de ces nouvelles entités

5.1.4 Proposition pour la stratégie de charge/décharge

RTE fixe un objectif de résultat pour la fourniture de réserve primaire, comme défini selon les critères d'aptitude, tout en vérifiant les exigences en tenue de stock pour les entités à réservoir à énergie limités. A ce titre et dans le cadre de l'expérimentation proposée, RTE étudiera les propositions des solutions de stratégie de charge/décharge des acteurs. Ces propositions étant en cours de calage pour l'expérimentation, si il y a nécessité de formaliser une solution, elle pourra être consultée via le processus de révision des règles.

5.1.5 Retour de la consultation et conclusion

Les acteurs ont accueillis favorablement l'évolution de la suppression des seuils. A l'issu des discussions qui vont continuer en GT SSY et au vu des retours aux consultations Européennes sur les propriétés additionnelles de la FCR, les conditions évolueront. Certains acteurs (Restore) souhaitent augmenter le ratio 1.25MW /1 MW. RTE propose de laisser le 1.1/1MW et de s'assurer que les journées historiques respectent bien les seuils des critères SOGL (tenir 15 min a minima en Alerte State).

6 AUTRES EVOLUTIONS SOUMISES A CONSULTATION

6.1 Conditions de Paiement

6.1.1 Contexte

Les modalités d'application de l'article D. 441-6 du Code de commerce doivent être précisées dans le cadre des pénalités en cas de non-paiement, pour justifier le montant des frais de recouvrement au-delà de l'indemnité forfaitaire de 40 Euros.

6.1.2 Proposition de RTE

RTE propose de faire évoluer les règles SSYf et l'article 3.7.2.3 relatif aux « Pénalités en cas de non-paiement » pour préciser qu'une indemnité complémentaire peut être demandée par RTE lorsque les frais de recouvrement exposés sont supérieurs au montant de cette indemnité forfaitaire, et sur justification de RTE.

6.1.3 Retour de la consultation et conclusion

Un acteur (EDF) souhaite que la facturation des pénalités en cas de non-paiement s'applique dans les deux sens, entre le GRT et les Responsables de Réserve.

Dans une optique de gestion efficace de deniers publics, RTE ne souhaite pas se soumettre à un dispositif de pénalité du a des retards de paiement. En tout état de cause, et en dehors des dispositions contractuelles, RTE est soumis au droit commun de la responsabilité ; en cas de manquement contractuel, il devra faire face à ces obligations.

6.2 Caractéristiques du produit FCR au §5.2

Dans la proposition d'évolution des règles, le paragraphe 5.2 a été étoffé conformément aux articles du code SOGL relatif au produit FCR (Art 154 à 156).

Les précisions apportées sont cohérentes avec le code SOGL et précise les attributs du produits FCR. Ces précisions s'appliquent à toutes les capacités.

6.3 Mise en cohérence avec les modalités de programmation des capacités de production participant aux SSY en lien avec la proposition des Règles MA-RE v8.4

Ce paragraphe reprend les propositions faites dans le cadre de l'élaboration des règles MA-RE v8.4.

6.3.1 Introduction

Un dispositif de programmation performant est un élément clef pour assurer la sûreté de l'exploitation de réseaux et sa performance économique. Il est nécessaire (i) pour suivre en continu les capacités à disposition de RTE pour l'équilibrage du système électrique, (ii) pour évaluer précisément à chaque pas de temps les besoins d'ajustement du système électrique français, et (iii) pour garantir la gestion des flux sur le réseau électrique français.

Pour maintenir une vision suffisamment fine des besoins du système électrique, dans un contexte d'évolution vers des offres explicites standard, conformément aux exigences du règlement européen *Electricity Balancing*, RTE a proposé deux évolutions principales de la programmation des actifs RPT et RPD participant au MA ou aux SSY dans le cadre de l'établissement des règles MAR/RE v8.4

(1) affiner la précision des programmes d'appel ;

(2) transférer la responsabilité de fournir des programmes de marche aux acteurs d'ajustement. Cette deuxième évolution sera proposée par RTE dans une prochaine évolution des règles.

6.3.2 Evolutions relatives aux programmes d'appel

6.3.2.1 Évolution du contenu du programme d'appel : passage en quintuplet

Afin de préparer la déclinaison du règlement « Electricity Balancing » et notamment la nécessité de séparer la contractualisation de réserve secondaire à la hausse de la contractualisation de la réserve secondaire à la baisse, RTE propose l'harmonisation de tous les programmes d'appel reçus des acteurs par RTE[4] vers un programme d'appel dit « en quintuplet » composé des chroniques prévisionnelles de production suivantes :

- Puissance Active (MW) : Puissance Active,
- RPHausse (MW) : Participation à la Réserve Primaire à la hausse
- RPBaisse (MW) : Participation à la Réserve Primaire à la baisse
- RSHausse (MW) : Participation à la Réserve Secondaire à la hausse
- RSBaisse (MW) : Participation à la Réserve Secondaire à la baisse

[4] Actuellement RTE reçoit des programmes en triplet et quadruplet.

6.3.3 Evolutions techniques

RTE a prévu la mise en place d'une nouvelle interface technique avec les acteurs d'ajustement et les responsables de programmation dénommée TOP (Transmission des Offres et des Programmes), en remplacement des interfaces actuelles E-PAT et SYGA.

A sa mise en place, cette interface permettra à RTE de recevoir l'ensemble des programmes d'appel de la part des responsables de programmation.

Les modalités techniques d'échanges prévues sont les suivantes :

- authentification par certificat PKI.
- échange *via* API (requêtes https) et *via* IHM (chargement de fichier).
- remplacement des quatre fichiers existants (PA_INITIAL_PROD, PA_PROD, PA_INITIAL_SSY, PA_SSY) pour la programmation pour l'ensemble des RP par un fichier unique ;
- fichier unique pour la programmation (valable pour les PA et les PM) dénommé (MultipleScheduleDocument) ;

Les jalons envisagés pour la mise en place des évolutions techniques sont les suivants :

- Publication des versions du guide d'implémentation des PA : http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/Guide-implementation-TOPASE_v1.3.pdf
- Démarrage des tests SI avec les acteurs : fin T2 2018 / début T3
- Mise en œuvre des PA dans l'application TOP : T4 2018

Le planning sera affiné par RTE au regard de l'avancée des évolutions des systèmes d'information.

6.3.4 Retour à la consultation et conclusion

Les acteurs n'ont pas fait de remarques particulières. Seul ENGIE souhaite l'intégration des descriptions de ces évolutions techniques dans les règles SI liés au SSY. RTE intégrera ces évolutions dans la future version des règles SI.

7 AUTRES POINTS REMONTES LORS DE LA CONSULTATION

7.1 Expérimentation relative à la sous mesure

Deux acteurs (Voltalis et Energy Pool) ont demandé une évolution ou une création d'une nouvelle expérimentation relative à la sous mesure, adaptée aux clients résidentiels pour la fourniture de réserve.

Voltalis indique dans la réponse à la consultation les éléments suivant (extrait):

« Les dispositions actuelles permettent le recours à la sous-mesure sur un site de soutirage afin de suivre l'action de réglage d'un opérateur. Cette possibilité est très positive, et essentielle pour le développement des Services Système sur les sites de soutirage. Elle est néanmoins assortie d'une série d'obligations très limitantes, notamment celle de disposer également et systématiquement, en plus, de la mesure globale du site sur les mêmes pas de temps, alors que cette contrainte peut, dans certaines situations, être disproportionnée et n'apporter qu'une information inutile ou inutilisable ».

« Enfin, les règles actuelles ne prévoient pas de souplesse permettant à RTE de lever ou aménager cette obligation dans les cas où l'instruction du dossier de qualification, ou les éventuels tests réalisés permettent de confirmer qu'elle n'est pas proportionnée. Cette absence de souplesse est d'autant plus surprenante qu'il s'agit d'une disposition transitoire, plafonnée en volume, et destinée à confirmer la pertinence et fiabilité des sites de soutirage pour le réglage de fréquence : une liberté, sous observation, parait plus adaptée pour préparer les règles pérennes. »

7.1.1 Proposition d'évolution

RTE propose d'instruire la création d'une nouvelle expérimentation dans le prochain jeu de règles afin de répondre à ce besoin. L'expérimentation indiquera les pré requis et condition à l'expérimentation, les moyens de mesures associées, et les outils de contrôle pour RTE. Rte étudiera avec les acteurs les modalités particulières et les possibilités de participer à l'AO et la rémunération associée éventuellement, et les critères de succès des projets.

7.2 Evolutions liées à la rémunération et pénalités de la FCR :

Plusieurs acteurs (EDF, ENGIE) souhaitent revoir les modalités de pénalités en cas de défaillance, et revoir la référence au PFC. RTE propose d'instruire en concertation ces évolutions, au regard des discussions de la FCR cooperation, des évolutions du TURPE et dans le cadre des pénalités pour le passage au merit order de l'AFRR et des pénalités dus au non-respect du stock pour les entités à réservoir limités.

8 ANNEXE 1 – TABLEAU RECAPITULATIF DES EVOLUTIONS ET DES DATES DE MISE EN ŒUVRE

article	Evolution	Date	Commentaires
Mise en œuvre à une date différente du 26 octobre 2018			
6.4	Date de passage en appel d'offre Journalier (date de livraison)	Date A	Estimée au 26/11/2018
7.3	Date de changement des modalités de programmation	Date Y	S2 2018