



Le réseau
de transport
d'électricité

Evolution des modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire

Rapport
28 janvier 2020



1.	Exposé des motifs	8
1.1	Rappel concernant les dispositifs automatiques pour le réglage de la fréquence	8
1.2	Produit d'aFRR et modalités d'activation.....	10
1.1	Modalités de constitution	11
1.2	Modalités pour le dimensionnement des réserves.....	12
1.3	Processus de concertation pour la création de ce rapport	13
2.	Evolution du produit d'aFRR et des modalités d'activation	14
2.1	Evolution vers une activation selon la préséance économique au niveau européen	14
2.1.1	<i>Rappel de l'intérêt de la mise en place de l'activation selon la préséance économique</i>	<i>14</i>
2.1.2	<i>Rémunération de l'énergie d'aFRR en lien avec le projet PICASSO</i>	<i>14</i>
2.1.3	<i>Proposition de calendrier pour la mise en place de l'activation en préséance.....</i>	<i>15</i>
2.2	Evolution vers un produit à FAT 300s	16
2.2.1	<i>Levée de la pente rapide et proposition de déclinaison réglementaire pour la phase transitoire.....</i>	<i>16</i>
2.2.2	<i>Impact sur la sûreté du réseau</i>	<i>17</i>
2.2.3	<i>Déclinaison réglementaire du passage à une FAT de 300s</i>	<i>18</i>
2.2.4	<i>Proposition RTE pour la recertification en FAT 300s des capacités existantes.....</i>	<i>18</i>
2.2.5	<i>Proposition RTE pour la certification en FAT 300s de nouvelles capacités.....</i>	<i>19</i>
2.2.6	<i>Phase transitoire de cohabitation, contrôle du réalisé et pénalités associées</i>	<i>19</i>
2.2.7	<i>Lien avec la certification en dissymétrie.....</i>	<i>20</i>
3.	Vers la mise en place d'un appel d'offres pour les capacités d'aFRR	20
3.1	Etat des lieux de l'aFRR en France.....	20
3.2	Un enjeu économique	22
3.2.1	<i>Refléter les coûts</i>	<i>22</i>
3.2.2	<i>Favoriser l'émergence de nouveaux entrants</i>	<i>22</i>
3.2.3	<i>Permettre une participation dissymétrique</i>	<i>23</i>
3.2.4	<i>Permettre l'import de services système</i>	<i>23</i>
3.3	Quelle architecture de marché ?.....	24
3.3.1	<i>Le Statu Quo reposant sur des obligations et un marché secondaire organisé.....</i>	<i>24</i>
3.3.2	<i>La contractualisation par appel d'offres</i>	<i>26</i>
3.3.3	<i>Conclusion</i>	<i>28</i>
4.	Mise en œuvre de la contractualisation des capacités d'aFRR.....	29
4.1	Définition du pas de contractualisation	29
4.2	Dépôt des offres.....	29
4.3	Algorithme d'allocation des offres	29
4.3.1	<i>Définition des offres</i>	<i>30</i>
4.3.2	<i>Une évolution possible en plusieurs étapes.....</i>	<i>30</i>
4.4	Modalités de rémunération	31
4.4.1	<i>Règlement des offres.....</i>	<i>31</i>
4.5	Timing pour les modalités opérationnelles.....	32
4.6	Demande de dérogation à l'article 6 (9) du règlement (UE) 2019/943 du parlement Européen et du conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)	33
4.7	Marché Secondaire (de la FCR ou de l'aFRR)	33
4.8	Evolution vers une contractualisation supra nationale.....	33
5.	Besoins en réserve secondaire formulés par RTE et expérimentations associées	35
5.1	Dimensionnement en réserve secondaire	35
5.1.1	<i>Constat sur le dimensionnement d'aFRR.....</i>	<i>35</i>
5.1.2	<i>Méthodologie de dimensionnement de la Policy LFCR.....</i>	<i>36</i>
5.1.3	<i>Modalités d'adoption d'une nouvelle méthodologie de dimensionnement de l'aFRR</i>	<i>36</i>
5.1.4	<i>Calendrier proposé pour l'adoption d'une nouvelle méthodologie de dimensionnement des réserves</i>	<i>37</i>
5.2	Expérimentation pour le dimensionnement	37
5.2.1	<i>Objectifs</i>	<i>37</i>
5.2.2	<i>Méthode proposée</i>	<i>38</i>



5.2.3	Mise en oeuvre	39
5.2.3.1	Parallel run	39
5.2.4	Go Live	39
5.2.5	Critères d'évaluation	40
6.	Annexe 1 : Synthèse du projet de Feuille de Route aFRR.....	41
7.	Annexe 2 : Etude d'impact de levée de la pente rapide.....	42



Synthèse

La réserve secondaire associée au réglage de la fréquence constitue un des éléments essentiels pour l'équilibrage du système électrique. Du fait des différents textes entrés en vigueur au niveau européen, de profondes évolutions doivent être réalisées dans les années à venir, notamment

- le règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport d'électricité (ci-après règlement SOGL) qui définit les critères de dimensionnement des réserves, ainsi que les exigences applicables à chaque GRT et portant sur la qualité de réglage ;
- le règlement (UE) 2017/2195 du 23 novembre 2017 établissant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après règlement EBGL), qui prescrit la mise en œuvre d'une plateforme européenne pour le partage des offres de réserve secondaire et leur activation selon la préséance économique ;
- le règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après règlement Electricité) qui redéfinit les modalités de constitution des réserves, notamment la mise en place d'appels d'offres sur la base de produits différenciés à la hausse et à la baisse.

Au-delà de ces nouvelles exigences et dans la perspective d'un besoin en réserve secondaire qui pourrait augmenter dans les années à venir, les modalités de participation à la réserve secondaire devront permettre une meilleure intégration et des conditions de valorisation plus favorables pour les nouvelles flexibilités disponibles sur le système électrique.

Dans ce contexte, le présent rapport propose des évolutions visant à

- **activer les offres en préséance économique et les rémunérer au prix marginal.** Cette évolution pourra être mise lors de la connexion à la future plateforme d'équilibrage PICASSO (échéance fin 2021) ou de manière anticipée si celle-ci prenant du retard ;
- **certifier des capacités avec un délai d'activation de 300s** (le délai en vigueur est de 400s) dès mi-2020. Les capacités concernées ne seraient plus alors assujetties à l'exigence de pente rapide prévue par la réglementation française. A partir de fin 2024, toutes les capacités participant à PICASSO devront réagir avec un délai d'activation de 300s comme prévu par la réglementation européenne ;
- **constituer la réserve secondaire par des appels d'offre journaliers** permettant de sélectionner des capacités à la hausse, à la baisse ou symétriques (échéance fin 2021). L'appel d'offres permettra de valoriser des produits courts afin de permettre de nouvelles flexibilités de participer (batteries, véhicules électriques, EnR ...).



Au-delà de ces évolutions concernant le produit d'aFRR ou ses modalités d'acquisition, RTE souhaite réinterroger la méthode de dimensionnement de la réserve secondaire. Une expérimentation sera menée de mi-2020 à mi-2021 de manière à définir une nouvelle méthode de dimensionnement fin 2021 répondant mieux aux besoins d'équilibrage du système électrique et améliorant la qualité de réglage au regard des critères définis par le règlement SOGL.

1. Exposé des motifs

La réserve secondaire associée au réglage de la fréquence constitue un des éléments essentiels pour l'équilibrage du système électrique. Du fait des différents textes entrés en vigueur au niveau européen, de profondes évolutions doivent être réalisées dans les années à venir, notamment

- le règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport d'électricité (ci-après règlement SOGL) qui définit les critères de dimensionnement des réserves, ainsi que les exigences applicables à chaque GRT et portant sur la qualité de réglage ;
- le règlement (UE) 2017/2195 du 23 novembre 2017 établissant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après règlement EBGL), qui prescrit la mise en œuvre d'une plateforme européenne pour le partage des offres de réserve secondaire et leur activation selon la préséance économique ;
- le règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après règlement Electricité) qui redéfinit les modalités de constitution des réserves, notamment la mise en place d'appels d'offres sur la base de produits différenciés à la hausse et à la baisse.

Au-delà de ces nouvelles exigences et dans la perspective d'un besoin en réserve secondaire qui pourrait augmenter dans les années à venir, les modalités de participation à la réserve secondaire devront permettre une meilleure intégration et des conditions de valorisation plus favorables pour les nouvelles flexibilités disponibles sur le système électrique.

Dans ce contexte et dans le prolongement du livre vert sur l'équilibrage du système électrique publié en juin 2016, RTE a souhaité établir dans le cadre de la Commission accès au marché du CURTE en concertation avec les acteurs de marché une feuille de route afin de définir et de séquencer les évolutions à venir. Le présent rapport propose un point d'étape des échanges menés dans le cadre du GT Services système ; il intègre les retours formulés suite à l'appel à contributions mené en juin 2019. Les différentes orientations proposées devront ensuite être déclinées dans des évolutions des règles services système et proposées aux acteurs de marché dans le cadre de consultations formelles.

1.1 Rappel concernant les dispositifs automatiques pour le réglage de la fréquence

Pour maintenir l'équilibre offre-demande temps-réel du système électrique, les gestionnaires de réseau constituent un ensemble de réserves dites primaire, secondaire et tertiaire qui réagissent en venant compenser les déséquilibres dans des durées comprises entre 30 secondes et 30 minutes et permettent ainsi de maintenir la fréquence à son niveau nominal de 50Hz.

Le réglage primaire de la fréquence partagé au niveau européen réagit à un aléa en moins de 30s en stabilisant la fréquence à une valeur proche de la valeur de référence sur l'ensemble d'une zone la synchrone européenne, quel que soit le lieu du déséquilibre. A l'issue de l'action du réglage primaire, les échanges commerciaux entre les différentes zones de marché peuvent ne plus être respectés.

Le réglage secondaire de fréquence (ou Automatic Frequency Restoration Reserve - aFRR), constitué par chaque GRT et réagissant en quelques minutes, permet de revenir à la fréquence nominale de 50Hz, de restaurer les échanges aux frontières à leurs valeurs commerciales, et de restaurer le volume de réserve primaire préalablement utilisé pour stabiliser l'écart de fréquence. Cela permet ainsi d'assurer la sûreté du système électrique en garantissant la disponibilité de la réserve primaire en vue de résorber un nouvel aléa ou écart de fréquence qui se produirait ultérieurement.

Enfin, le dernier niveau de réglage, le réglage tertiaire, permet de gérer de manière prévisionnelle des déséquilibres anticipés et de restaurer le volume de réserve secondaire préalablement utilisé pour ramener la fréquence à sa valeur de référence. Le réglage tertiaire correspond généralement à l'activation manuelle d'offres proposées sur le mécanisme d'ajustement.

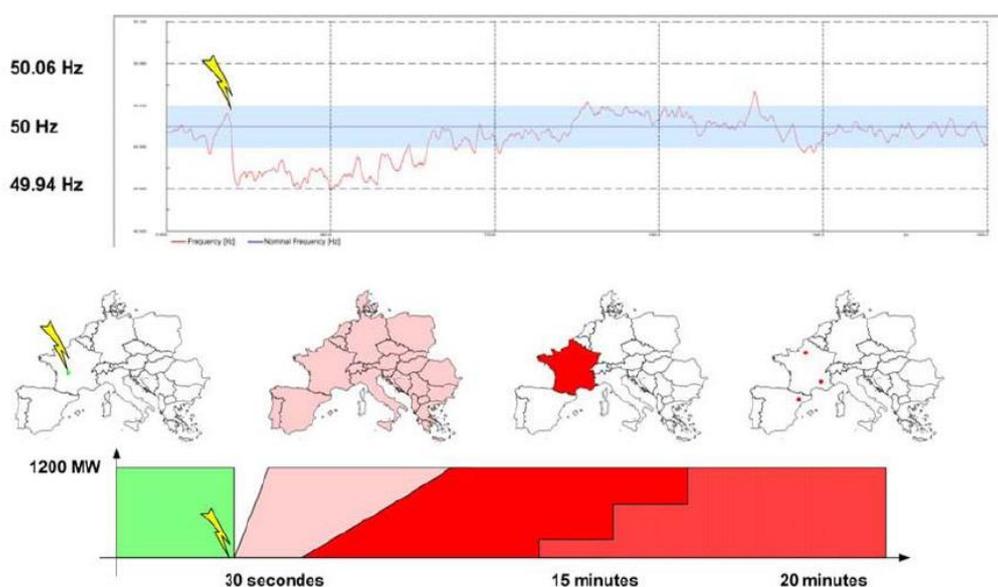


Figure : Enchaînement des réglages qui entrent en jeu après le déclenchement d'une unité de production en France.

Ainsi, la réserve secondaire constitue un élément essentiel à la sûreté du système électrique. Celle-ci doit permettre de reconstituer la réserve primaire suffisamment rapidement pour éviter son épuisement et la chute irrémédiable de la fréquence au sein de la zone synchrone ; elle doit permettre à chaque gestionnaire de réseau de gérer l'équilibre offre-demande de la zone dont il a la responsabilité et de respecter les indicateurs de qualité de réglage définis par le règlement SOGL.



1.2 Produit d'aFRR et modalités d'activation

Les acteurs qui souhaitent valoriser des capacités de réglage secondaire constituent aujourd'hui des bandes de réglages en puissance à la hausse (la capacité peut être sollicitée en cas de déficit d'injection par rapport au soutirage sur le système), à la baisse (la capacité peut être sollicitée en cas de surplus d'injection sur le système) ou symétrique (la capacité peut agir dans les deux sens et selon un volume identique).

RTE active les capacités via l'envoi d'un signal N compris entre -1 et 1 auquel sont asservies toutes les capacités participant au réglage secondaire de fréquence. Un signal compris entre -1 et 0 correspond à une activation de toutes les capacités de réglage à la baisse au prorata de la puissance offerte, et réciproquement un signal entre 0 et 1 à l'activation des capacités de réglage disponibles à la hausse. Ainsi, toutes les capacités participant à la réserve secondaire sont activées au prorata de la puissance de réglage offerte et réagissent à un unique signal adressé par RTE, sans prise en compte d'un critère économique d'interclassement des capacités disponibles.

En termes de dynamique de réponse, les textes en vigueur imposent les éléments suivants :

- en mode nominal, un délai de 400s doit être respecté pour activer la totalité de la puissance disponible à la hausse ou à la baisse (ce délai de mobilisation sera appelé FAT, pour « Full Activation Time » dans le reste de ce document) ;
- RTE peut recourir, de façon exceptionnelle et en cas de déséquilibre important, à une activation plus rapide avec un délai d'environ 130s pour passer d'un niveau -1 à un niveau +1 (dispositif de pente rapide).

RTE active les capacités en « set point » par l'envoi d'un niveau N qui prend en compte les contraintes dynamiques des groupes. Ainsi RTE attend que les groupes suivent exactement le signal envoyé. L'énergie de réglage est rémunérée aux acteurs de marché par RTE à un prix régulé correspondant au prix spot.

Vers une activation en préséance économique

En application du règlement EBGL, les GRT européens ont l'obligation de mettre en œuvre et de se connecter à une plateforme européenne dans lesquelles les gestionnaires de réseau pourront partager des offres de réserve secondaire à la hausse et à la baisse sous forme de produits standard d'énergie d'équilibrage. Les offres seront sélectionnées selon un critère de préséance économique.

A la cible, en cohérence avec le règlement EBGL, il est prévu de permettre aux acteurs de marché d'associer un prix de l'énergie aux offres de réserve secondaire et d'activer celles-ci en tenant compte de la préséance économique. La prise en compte du prix des offres et de la préséance économique permet une meilleure optimisation économique du recours aux moyens engagés en réserve secondaire (lors d'une activation à la hausse, les moyens les moins chers sont sollicités en premier et lors d'une activation à la baisse les moyens les plus chers disponibles).



Cette modalité a cependant pour effet de dégrader le temps de réponse global de la réserve secondaire et d'augmenter le temps nécessaire pour compenser les déséquilibres. En effet, en cas d'écart, seul les moyens les plus compétitifs sont sollicités et non l'ensemble des capacités comme c'est le cas dans le cadre d'une activation au prorata.

Vers un délai de mobilisation de 300s

Le produit d'aFRR devrait passer à une durée de mobilisation (FAT) de 300 s au lieu de 400 s pour le passage de 0 à sa valeur maximale (niveau à +1), en lien avec la proposition des GRT de l'ENTSO-E qui a été soumise aux régulateurs européens au titre de l'article 21 du règlement EBGL.¹

Suite à la décision sur la proposition des GRT par l'ACER, en 2024, **les produits partagés par l'intermédiaire de la future plateforme européenne d'échange d'énergie de réserve secondaire (PICASSO) devront disposer d'une FAT inférieure ou égale à 300 s.** Entre la mise en service de la plateforme européenne, prévue en 2021, et cette échéance, les produits pourront être partagés sans exigence d'harmonisation du délai de mobilisation.

Le passage à une FAT de 300 s, s'il est bénéfique pour la qualité de réglage, pourrait limiter les volumes disponibles en France et augmenter le coût de constitution des réserves pour les responsables de réserve. Pour pallier ce risque et suite aux échanges menés avec les producteurs dans le cadre de la concertation relative aux services système, RTE propose de lever l'exigence de la pente rapide pour les capacités s'engageant sur une FAT de 300s et ce dès l'entrée en vigueur des prochaines règles SSYf.

En effet, dans des situations de forts écarts sur le système électrique français, RTE peut aujourd'hui demander aux producteurs des variations rapides (passage du niveau N de -1 à +1 en 133s). La levée de cette contrainte de pente rapide, seul élément imposé dans la caractérisation des capacités constructives sur le produit d'aFRR, permettrait notamment aux moyens de production hydraulique et aux cycles combinés à gaz de fournir des volumes plus importants de services système. Avec un accès à des volumes supplémentaires à la mise en œuvre du projet PICASSO, RTE estime que le passage à une FAT de 300 s, associé à une levée de la pente rapide serait acceptable et permettrait de ne pas dégrader la qualité de réglage ni d'engager la sûreté par rapport à la situation actuelle (FAT de 400 s et exigence de pente rapide pour la gestion des situations dégradées).

1.1 Modalités de constitution

La contractualisation des capacités d'aFRR est réalisée aujourd'hui via une prescription adressée aux acteurs obligés disposant de groupes de production aptes à la participation aux services système et rémunérée à un prix régulé (environ 19€/MW/h). Les prescriptions sont établies de manière symétrique, au prorata de la programmation des groupes de production aptes. Les capacités aptes ne recevant pas de prescription (sites de consommation, batteries...) ont la possibilité de valoriser des services système auprès des acteurs obligés via

¹ All TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with article 21 of commission regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing, du 18 décembre 2017, en cours d'instruction par les régulateurs des états membres.

la mise en place d'un marché secondaire d'échanges de réserves entre acteurs de marché.

Vers une contractualisation des capacités séparées pour la hausse et la baisse et par appel d'offres

En application de l'article 32 du règlement EBGL, l'acquisition des capacités d'aFRR doit être effectuée de façon différenciée à la hausse et à la baisse, selon des modalités fondées sur le marché dites « market based ». Ce même article indique qu'une demande d'exemption peut être faite au régulateur national sous réserves de justification. Par ailleurs, le futur règlement Electricity issu du CEP est plus restrictif en précisant que l'acquisition doit se faire selon des modalités fondées sur un marché primaire par appel d'offres.

Si les modalités actuelles d'acquisition par l'intermédiaire d'un système de prescriptions auquel est adossé un marché secondaire dissymétrique étaient conformes au règlement EBGL, **les dispositions issues du Clean energy package posent la question d'une évolution vers une contractualisation de l'aFRR par appel d'offres**. Le marché français d'aFRR est aujourd'hui très concentré, l'évolution vers une contractualisation par appel d'offres ne peut s'envisager que dans la perspective et l'accompagnement de l'arrivée de nouveaux entrants dans le marché de réserve secondaire (participation de nouveaux actifs situés en France, de volume supplémentaires sur des actifs participant déjà à la réserve secondaire ou ouverture à la participation de capacités situées à l'étranger).

Vers une contractualisation transfrontalière

La mise en place d'un appel d'offres peut également permettre d'envisager dans le cadre d'une coopération multi-GRTs et couvrant plusieurs zone de marché, à l'image de ce qui a été mis en place pour la réserve primaire. A la différence de la réserve primaire, les échanges de réserve secondaire nécessitent de réserver des capacités d'interconnexion, afin d'assurer qu'en cas de besoin, le GRT pourra recourir à des capacités contractualisées situées à l'étranger. Le règlement EBGL prévoit le développement des méthodologies pour effectuer de telles réservations en amont, ou en même temps que le couplage de marché day-ahead. Une contractualisation transfrontalière de l'aFRR ne peut s'envisager qu'après la mise en place de ces méthodologies, et pose également la question de l'harmonisation des produits de réserve, notamment du délai de mobilisation.

1.2 Modalités pour le dimensionnement des réserves

Les principes généraux pour le dimensionnement des réserves sont décrits dans le règlement européen SOGL et décliné pour RTE et la zone France dans l'accord opérationnel de bloc de réglage fréquence-puissance approuvé par le Commission de régulation de l'énergie en application de SOGL.

Les principes retenus sont les suivants :

- après un aléa, le gestionnaire de réseau de transport doit être en mesure de rétablir la fréquence et les échanges aux bornes de sa zone de réglage en moins de 15 minutes. Pour RTE, le périmètre concerné est la France continentale, et le dimensionnement des réserves disponibles en moins de 15 minutes doit reposer sur l'évaluation de l'aléa considéré dimensionnant (perte du plus gros groupe de production qui peut être couplé au réseau, soit environ 1 500 MW) ;



- le dimensionnement des réserves doit permettre de respecter les critères de qualité de réglage définis dans le règlement SOGL, qui pour RTE se déclinent de la façon suivantes :
 - o l'écart de réglage mesuré à un pas de 15 minutes doit être inférieur à 225MW avec une probabilité au moins égale à 70%.
 - o l'écart de réglage mesuré à un pas de 15 minutes doit être inférieur à 426MW avec une probabilité au moins égale à 95%.

En application de ces principes, RTE dimensionne ses besoins en réserve de la façon suivante :

- 500 MW a minima de réserve secondaire (ou d'aFRR pour Automatic Frequency Restoration Reserve) mobilisables en moins de 6 min 40 (650 MW en moyenne) ;
- 1000 MW de réserve rapide (ou capacité de mFRR pour Manual Frequency Restoration Reserve) mobilisables en moins de 13 min, activable 2 fois par jour pendant 2 heures ;
- 500 MW de réserve complémentaire (ou capacité de Replacement Reserve) mobilisables en moins de 30 min, activable 2 fois par jour pendant 1h30.

Aujourd'hui RTE applique les principes de dimensionnement de réserves définis dans l'accord de Bloc RFP, établi selon le règlement SOGL et les indicateurs de qualité de réglage associés sont respectés. Cependant, les valeurs observées en termes de qualité de réglage sont proches des seuils imposés par la réglementation. RTE anticipe des risques de dégradation de la qualité de réglage liée avec la mise en place du règlement EBGL et des échanges de produits standard. **RTE souhaite donc instruire un réexamen de la déclinaison du règlement SOGL en matière de dimensionnement des réserves.** Ceci pourrait conduire à revoir certains éléments du dimensionnement des volumes de réserves constituées à la hausse et à la baisse. Par exemple, RTE pourrait souhaiter contractualiser des volumes différents à la hausse et à la baisse, ou des volumes plus différenciés selon les plages horaires d'une même journée.

1.3 Processus de concertation pour la création de ce rapport

RTE a souhaité recueillir l'avis des acteurs de marché sur les éléments présentés en 2019 dans le cadre de la Commission accès au marché et du GT services système. A ce titre, un appel à contribution a été lancé en juin 2019.

Suite aux résultats de cet appel à contributions, RTE instruit avec les acteurs au travers des GT services système ces nouvelles propositions avant de lancer la consultation formelle du jeu de règles SSyf sur le modèle cible que RTE proposera à la Commission de régulation de l'énergie.

2. Evolution du produit d'aFRR et des modalités d'activation

2.1 Evolution vers une activation selon la préséance économique au niveau européen

2.1.1 Rappel de l'intérêt de la mise en place de l'activation selon la préséance économique

L'activation en préséance économique permet de réaliser des gains économiques via une optimisation du surplus économique.

Une étude réalisée en 2012 sur le périmètre de la France et pour l'activation de la réserve secondaire avait évalué le gain économique à environ 20M€ par an.

Par ailleurs, dans le cadre du projet européen PICASSO, les GRT à l'origine du projet ont réalisé en 2017 une analyse coût bénéfice sur l'intérêt de la mise en place d'un partage des offres d'énergie sur un périmètre correspondant à la France, les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Autriche et la Belgique. Cette étude, présentée aux acteurs européens début 2018, lors d'un atelier organisé par le projet PICASSO, a mis en évidence que la mise en place du partage des offres et leur activation en préséance économique pourrait conduire à des échanges d'énergie d'environ 2 TWh par an, et à un gain économique estimé à 115 M€ pour les 5 pays participants à l'étude. Les résultats sont cependant à prendre avec précautions car ils intègrent des données hétérogènes entre les différents pays concernés.

L'activation de la réserve secondaire en préséance économique génère donc des gains économiques importants, et l'élargissement du périmètre d'optimisation à toute l'Europe avec la mise en place de la plateforme PICASSO va renforcer cet effet.

Cependant, l'activation en préséance économique peut avoir des impacts négatifs sur la qualité de réglage du fait de son effet sur la dynamique de réaction globale des capacités activées (seules les capacités en préséance pour répondre à une demande sont activées et non l'ensemble des capacités participant au réglage). Il conviendra donc de mettre en place des mesures visant à maintenir la qualité de réglage de RTE, tout en maîtrisant l'équilibre économique global (cf. infra).

2.1.2 Rémunération de l'énergie d'aFRR en lien avec le projet PICASSO

En lien avec les modalités actuelles d'activation de la réserve secondaire, l'énergie de réglage secondaire est payée aux acteurs de marché sur la base d'un prix défini dans les règles services système et égal au prix spot day-ahead.

Avec le passage à une activation en préséance économique, les acteurs de marché pourront soumettre un prix associé à chaque offre de réglage secondaire. Ce prix permettra d'interclasser les offres et servira de base pour déterminer la rémunération des acteurs de marché.

Dans le cadre du projet PICASSO, en déclinaison du règlement EBGL et de la méthodologie proposée par les GRT en application de l'article 30 du règlement EBGL (Méthodologie de fixation du prix de l'énergie d'équilibrage et de la capacité entre-zones utilisée pour l'échange d'énergie d'équilibrage, en cours de validation par l'ACER), les orientations suivantes sont proposées :

- lors de l'activation, l'énergie sera payée au prix marginal de l'algorithme européen (« CBMP » Cross Border Marginal Price) pour l'échéance de marché concernée et à minima au prix de l'offre activée :
 - valorisation des offres à la hausse = max (CBMP Hausse, Prix offre Hausse)
 - valorisation des offres à la baisse = min (CBMP Baisse, Prix offre Baisse)
- lors de la désactivation, la rémunération représentera au moins au prix de l'offre valide utilisée au moment de l'activation (i.e. le prix de l'offre sur la période de validité si l'offre est activée sur cette période ou le prix de l'offre de la période de validité précédente si la période de validité est terminée).

RTE propose d'appliquer les modalités de rémunération de l'énergie de la solution cible européenne dès le démarrage de l'activation en préséance économique. Ainsi, dans le cas où le passage en préséance a lieu avant la connexion à la plateforme PICASSO, les offres d'énergie seront rémunérées à un prix marginal local France sur le pas de calcul du prix de l'énergie qui sera retenu au niveau Européen.

Le principe de rémunération restera inchangé par rapport au cas actuel. La rémunération se fera au niveau de l'EDR (entité de réserve) et sera calculée, sur chaque pas de calcul du prix de l'énergie, selon la formule suivante :

$$N_i \times V_{pm} \times \text{Prix}$$

avec les notations suivantes,

- N_i , niveau individualisé reçu par l'EDR ;
- V_{pm} , volume de réserve secondaire reconstitué à partir du programme de marche ;
- Prix, prix de rémunération.

Les modalités complètes de rémunération seront décrites dans les règles services système fréquence, qui devraient être publiées au plus tard au premier trimestre 2021, après consultation des acteurs de marché et approbation par la Commission de régulation de l'énergie.

2.1.3 Proposition de calendrier pour la mise en place de l'activation en préséance

Dans le cadre de la participation de RTE à la future plateforme européenne PICASSO mise en place en déclinaison du règlement EBGL, il sera nécessaire d'activer les capacités en préséance économique. Ces nouvelles modalités d'activation ne seront possibles qu'après la mise en place d'un nouveau système de conduite en temps réel à RTE prévue mi-2021.

Compte tenu des enjeux financiers, RTE propose de retenir la stratégie suivante :

- Etape 1 : activer les capacités en préséance dès la mise en place du nouveau système de conduite ;
- Etape 2 : se raccorder la plateforme européenne PICASSO dès que celle-ci sera opérationnelle.

Les plannings actuels semblent permettent une mise en œuvre simultanée des étapes 1 et 2. Dans le cas où l'étape 2 serait retardée, l'étape 1 sera réalisée en amont de l'étape 2. Ainsi, RTE propose de démarrer l'activation en préséance économique au niveau France avant le raccordement à la plateforme Européenne Picasso, si celle-ci prenait du retard.

La mise en œuvre de l'activation en préséance est prévue pour le 3^e trimestre 2021, avec une période de test (dit « parallel run »), à partir du 3^e trimestre 2020.



RTE publiera les offres standards d'aFRR soumises par les acteurs (au sens de l'article 17 du règlement Transparence) au moment du passage à l'activation en préséance.

Les modalités des « parallel run » seront présentées dans les GT services système en 2020.

Synthèse des propositions :

Concernant le passage à activation en préséance économique, RTE propose la stratégie suivante :

- (i) Mise en œuvre de l'activation en préséance en lien avec le changement de système de conduite de RTE (échéance T3 2021) ;**
- (ii) Raccordement à la plateforme européenne PICASSO dès que celle-ci sera opérationnelle (échéance fin 2021).**

Les offres seront rémunérées sur la base d'un prix marginal calculé au niveau local avant raccordement à PICASSO, puis selon le prix issu de la plateforme (prix marginal transfrontalier).

2.2 Evolution vers un produit à FAT 300s

La cible européenne pour le produit standard d'aFRR, sous réserves d'approbation par les régulateurs, est de disposer de capacités mobilisables dans un délai de 300s contre 400s aujourd'hui en France. RTE est favorable à cette harmonisation dans la mesure où elle permet de maintenir la qualité de réglage au regard des critères d'exploitation du système électrique définis par le règlement SOGL et dans la perspective de l'activation de la réserve secondaire en préséance économique. La méthodologie proposée par les GRT prévoit une harmonisation en 2024 suite à l'approbation de la proposition par l'ACER. RTE souhaite mettre en place des modalités de transition vers cette cible à 300s visant à :

- ne pas risquer de dégrader la qualité de réglage pendant la période transitoire démarrant à la mise en place de l'activation en préséance économique et avant la mise en place de la cible harmonisée à 300s en 2024,
- ne pas générer une hausse importante des coûts de contractualisation. Sans autre évolution du produit d'aFRR et sur la base des hypothèses communiquées par les acteurs de marché, RTE estime que le passage de 400s à 300s pourrait entraîner une augmentation de 25M€/an des coûts économiques associés à la contractualisation d'aFRR.

Dans cette perspective, RTE souhaite proposer la possibilité pour les acteurs le souhaitant de s'engager sur une FAT de 300s dès la nouvelle version des règles Services Système. Dans ce cas et pour les capacités concernées, l'exigence de pente rapide pourra être levée. En effet, les acteurs de marché ont fait valoir à RTE que celle-ci contraignait fortement les volumes d'aFRR qu'il était possible de mettre à disposition.

2.2.1 Levée de la pente rapide et proposition de déclinaison réglementaire pour la phase transitoire

La pente rapide correspond à une modalité d'activation de la réserve secondaire appliquée en situation d'urgence équivalant à l'occurrence de deux aléas successifs sur le système électrique. Elle correspond à la vitesse d'activation de la réserve secondaire entre les niveaux -1 et +1 en une durée de 133s. Le passage en activation en pente rapide se fait

automatiquement sur un critère lié à l'écart de réglage de la zone gérée par RTE (en pratique, la pente rapide est activée dès que l'écart de réglage est supérieur à 1800MW). Pour information, le recours à la pente rapide a eu lieu 5 fois en 2017, 2 fois en 2018 et 4 fois en 2019 (à ce jour).

La pente rapide est un levier permettant d'assurer la sûreté du système. Aussi RTE envisage une levée de la pente rapide uniquement :

- dans la perspective de la connexion à la future plateforme PICASSO d'échange d'aFRR, prévue en 2021 ;
- pour les capacités certifiées avec une FAT de 300s et les volumes de réserve programmés pouvant être mobilisés en respectant le délai de 300s.

La levée de la pente rapide pourrait permettre d'augmenter le volume disponible pour la réserve secondaire, notamment pour les moyens de production hydraulique et les centrales à gaz. Il sera ainsi possible d'envisager un fonctionnement mixte avec le passage de certaines unités à une FAT de 300s, celles-ci pouvant alors fournir plus de volumes, et laisser les autres moyens avec une FAT de 400s comme aujourd'hui et répondant à l'exigence de pente d'urgence.

L'exigence de pente rapide est mentionnée dans l'arrêté du 23 avril 2008² précisant les obligations pour les installations de production souhaitant être raccordées au RPT, notamment en matière de réserve secondaire. Les capacités existantes étant déjà aptes, RTE estime qu'il n'est pas nécessaire de modifier les obligations des capacités constructives en l'état, surtout pendant la phase de cohabitation des produits FAT 300s et FAT 400s.

Cependant, les nouveaux volumes disponibles sous FAT 300s devront être certifiés, sans pente rapide. RTE envisage de différencier ainsi les obligations de raccordement et les règles services système. Ainsi, les moyens devront a minima pouvoir réaliser en réglage un volume équivalent à 2,5% de la puissance nominale en 133s, mais pourront également programmer un volume supérieur, certifié par RTE, en respectant une FAT 300s.

Il est prévu que le futur arrêté relatif au raccordement qui devra être rédigé dans le cadre de la déclinaison du règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (règlement RFG), renvoie à la DTR de RTE pour la définition des caractéristiques de la réserve secondaire. Celle-ci mentionnera alors la possibilité d'avoir les deux produits d'aFRR et demandera le maintien des exigences relatives à la pente rapide lors de la construction de nouvelles capacités (si elles sont éligibles aux critères du futur arrêté).

RTE prévoit qu'il pourrait y avoir une période transitoire, où cohabiteront des capacités en FAT 300s sans pente rapide et des capacités en FAT 400s avec pente rapide, avec une activation au pro rata. Le risque pour les acteurs serait alors dans le cas d'une capacité d'un volume en FAT 300s supérieur au volume de 2,5% de la Puissance Nominale, activée au pro rata selon les modalités actuelles, de pouvoir être activé en pente rapide.

RTE souhaite ne plus avoir de cohabitation de produits 400s et 300s au moment de l'harmonisation européenne de la FAT, prévue en décembre 2024. Toutes les capacités devront alors passer à une FAT 300s en lien avec les règles définies au niveau européen.

2.2.2 Impact sur la sûreté du réseau

Afin d'étudier l'impact sur la sûreté du réseau de la suppression de la pente rapide et du passage au Merit Order, RTE a étudié les cas d'utilisation de la pente rapide. Les résultats sont

^{2 2} <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000018697930>



proposés en Annexe 2.

RTE considère que pour la plupart des cas structurants de déclenchement de la pente rapide ou de passage de parallèles importantes, il est acceptable de lever la pente rapide avec le passage à l'activation de l'aFRR en FAT 300s et à une activation en préséance économique sans dégrader la sûreté du réseau. La FAT 300s devrait permettre de limiter le risque de dégradation de la qualité de réglage et donc le besoin de redimensionnement d'aFRR à la hausse pour couvrir ces situations récurrentes d'exploitation.

Le risque sera d'autant plus acceptable pour RTE si le Merit order est réalisé dès le démarrage de manière régionale (i.e. connecté à la plateforme PICASSO), il sera possible d'accéder :

- à des capacités incitées à réagir plus vite que la FAT 300s (offres allemandes par exemple) et
- en volume plus important (Accès aux offres des autres pays)

RTE propose d'avoir des capacités certifiées en FAT 300s en France, sans pente rapide dès l'entrée en vigueur des prochaines règles S5Yf (prévue en Juillet 2020).

2.2.3 Déclinaison réglementaire du passage à une FAT de 300s

L'article 159 du règlement SOGL impose aux GRT la qualification de tous les moyens fournissant des FRR. Le processus de qualification de l'aFRR est actuellement porté par les règles services système et la DTR, en cohérence avec l'arrêté de raccordement en vigueur. Afin de prévoir l'évolution des exigences des groupes sur la réserve secondaire, RTE a proposé à la DGEC des modifications de l'arrêté de raccordement qui renvoie ainsi aux exigences de la DTR. La DTR a évolué en indiquant que les nouveaux groupes voulant se raccorder sur le réseau doivent avoir à minima la pente d'urgence, en termes de capacités constructives obligatoires. Cette capacité constructive pourra ne pas être à utiliser en exploitation si l'unité certifie son temps de réponse en aFRR en 300s ou moins.

Une unité sera alors en capacité de réaliser la pente d'urgence, mais pourra programmer en exploitation la réserve secondaire selon 2 modalités à choisir lors la certification « Marché » :

- FAT 400s et pente d'urgence
- FAT 300s sans pente d'urgence

En lien avec la proposition européenne sur l'aFRR, RTE souhaite avoir exclusivement des entités en FAT 300s en 2024. Après cette date, la cohabitation FAT 400s et FAT 300s ne sera plus autorisée.

La période transitoire entre aujourd'hui et 2024 doit permettre aux acteurs de pouvoir requalifier leurs unités en FAT 300s.

Fin 2024, suite au REX de bon fonctionnement de l'aFRR en France, RTE proposera de faire évoluer la DTR pour ne plus y faire mention de la pente rapide.

2.2.4 Proposition RTE pour la recertification en FAT 300s des capacités existantes

RTE souhaite avoir des capacités en FAT 300s avant le démarrage de l'activation au merit order de l'aFRR. Il est donc proposé de commencer dès 2020 les re-certifications en FAT 300s de toutes les entités.

RTE envisage également d'introduire la possibilité de certifier des FAT plus rapides que 300s. Au vu du design en cours de discussion sur les offres d'aFRR, il sera possible pour le responsable de réserve de déclarer la rampe associée dans son offre.

La nouvelle certification de ces entités pourra se faire sur un critère de test en réel ou lors des



tests de contrôles périodiques. Les modalités sont en cours d'instruction depuis mi 2019 afin de donner plus de visibilité à toutes les parties prenantes sur la charge associée à ces recertifications.

Les entités françaises fournissant de la réserve secondaire peuvent être divisées en 2 types :

- Les unités dont le volume de RS est contraint par l'exigence de la pente rapide, comme par exemples, les CCG
- Les unités dont le volume d'aFRR n'est pas contraint par la pente rapide mais par d'autres contraintes techniques et/ou réglementaires.

Ainsi, pour le premier type, les unités de type Cycle Combinés Gaz (CCG) sont les premières unités pressenties pour pouvoir augmenter le volume d'aFRR si la pente rapide est abandonnée en exploitation. Dues aux contraintes de détarrages déjà présentes dans les fiches de certification existantes, RTE souhaitera réaliser des tests physiques pour valider les performances des groupes. Pour les unités dont la pente rapide n'est pas le facteur limitant pour la fourniture de réserve secondaire, RTE propose de certifier les entités de façon « papier », i.e. de façon théorique et d'assurer le suivi de la performance lors des contrôles de performance. Par exemple une unité actuellement certifiée pour 20MW d'aFRR en FAT 400s, serait alors certifiée automatiquement en FAT 300s pour un volume de 15MW (300/400 x 20 MW)

Les modalités des tests seront instruites en GT S5yf et les fiches de certification annexées aux règles S5yf. La formalisation contractuelle se fera via la mise à jour de l'annexe 4 des règles S5yf qui devra alors intégrer les notions de volumes Hausse et Baisse, en capacités constructives et capacités dites « Marchés ».

2.2.5 Proposition RTE pour la certification en FAT 300s de nouvelles capacités

Pour les nouvelles capacités voulant se faire certifier en réserve secondaire, RTE souhaite que ces entités se fassent certifier en FAT 300s dès la date d'application du nouvel arrêté de raccordement, issu des déclinaisons des codes RFG (Requirement for Generator) et DCC (Demand Connection code).

2.2.6 Phase transitoire de cohabitation, contrôle du réalisé et pénalités associées

Jusqu'à fin 2024, il y aura une période transitoire pendant laquelle des produits d'aFRR en FAT 300s sans pente rapide et des produits en FAT 400s avec pente rapide, pourront cohabiter.

RTE propose que, pendant cette période, la contractualisation des réserves se fasse indifféremment de la vitesse des produits.

Dans le cas où il serait techniquement incompatible de se faire certifier en FAT 300s sans pouvoir rester en FAT 400s et pente rapide, RTE autorisera les unités à rester en FAT 300s, avant la mise en place du merit order.

Dans le cas où la pente rapide serait activée, les acteurs concernés par la FAT 300s ne seraient pas pénalisés pour le non-respect de cette vitesse de variation.

La prescription associée à l'acteur se fera toujours sur sa capacité constructive ou sur sa valeur au contrat de raccordement et non sur le volume plus élevé certifié en 300s.

Pour les unités certifiées en 300s pendant la phase transitoire, RTE laisse à l'acteur la déclaration des valeurs de RS dans ses CUO (conditions d'utilisation des offres sur le MA), afin de gérer son exposition aux indemnités de surcoûts liés à la perte de RS suite à un ajustement sur le MA. Les valeurs devront être comprises entre la valeur certifiée en 300s et la valeur du contrat de raccordement.



2.2.7 Lien avec la certification en dissymétrie

Pour la certification en dissymétrie, le volume offert pourrait être supérieur au volume en symétrique, mais il nécessiterait de garantir un fonctionnement dans les plages techniquement accessibles à l'entité.

Le passage d'une certification symétrique à dissymétrique pourrait être fait par défaut dans le cas où RTE enverrait le signal de Niveau N individualisé aux entités de réserve qui ne comportent qu'un seul site dans l'EDR.

Dans le cas de plusieurs moyens de fourniture fonctionnant sur un même site, RTE souhaitera s'assurer qu'il n'y a pas de risque que les niveaux puissent se perturber entre eux.

Dans le cas d'aFRR réalisée à partir de moyens pilotés de façon centralisée, RTE souhaitera re-certifier les entités.

Synthèse des propositions :

Les modalités en cours d'instruction au niveau européen prévoient la mise en place de la plateforme PICASSO sans harmonisation de la FAT. L'harmonisation n'interviendrait qu'en 2024 et sur la base d'une FAT de 300s.

RTE propose de gérer la période transitoire de la façon suivante: (i) les acteurs le souhaitant pourront s'engager avec les capacités existantes sur une FAT de 300s dès la publication des nouvelles règles SSYf (mi-2020).

(ii) Dans ce cas et pour les capacités concernées, l'exigence de pente rapide pourra être levée. En effet, les acteurs de marché ont fait valoir à RTE que celle-ci contraignait fortement les volumes d'aFRR qu'il était possible de mettre à disposition de RTE.

(iii) Pour les nouveaux entrants ou les nouvelles capacités, la certification avec une FAT de 300s pourrait commencer dès l'entrée en vigueur de la prochaine version des règles services système (mi 2020).

3. Vers la mise en place d'un appel d'offres pour les capacités d'aFRR

3.1 Etat des lieux de l'aFRR en France

Le 5 juin 2015, RTE a adressé à la CRE son analyse sur l'architecture de marché pour la constitution des réserves primaire et secondaire. Ce rapport a fait l'objet de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juin 2016 portant orientation sur les modalités de constitution de la réserve primaire pour les services système fréquence / puissance³ Ce document reprend quelques constats établis dans ce précédent rapport.

Comme rappelé en 1ere partie, les réserves d'aFRR sont constituées par un dispositif d'obligations imposées à certains producteurs en application du code de l'énergie. Ces obligations sont déterminées par RTE et adressées aux producteurs obligés en J-1. Les obligations visent à répondre au besoin global de RTE en utilisant une clef de répartition reposant sur les programmes prévisionnels des producteurs. Elles donnent lieu à une rémunération à un tarif régulé, de 19€/h/MW.

Les coûts d'acquisition des services système, correspondant au volume total d'obligations multiplié par le coût régulé ou le coût de marché pour la Réserve primaire, sont financés

³ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Orientation/services-systeme-frequence-puissance>

actuellement dans le cadre du TURPE. Le montant total de la contractualisation des réserves primaire et secondaire s'élève ainsi en 2018 à environ 170 M€ par an: 63 M€ pour la FCR et 106 M€ pour l'aFRR.

RTE a mis en place un mécanisme d'échange de réserves (FCR ou aFRR) : le dispositif de Notification d'Echange de Réserve (NER), reposant sur la distinction entre les producteurs obligés et les capacités aptes, dont les conditions d'homologation sont fixées dans les règles services système. Ce dispositif permet, avec la mise en place d'échanges de gré à gré entre acteurs de marché assortis d'une notification à RTE, d'optimiser le placement des services système sur toutes les capacités aptes au travers d'un mécanisme de marché. Dans ce système, les acteurs obligés sont rémunérés par RTE à un tarif régulé pour la fourniture des services, mais ils peuvent transférer leur obligation à d'autres acteurs de marché certifiés à cet effet, selon des conditions financières définies de manière bilatérale.

Néanmoins, la mise en place de véritables possibilités d'échange de services systèmes entre acteurs n'a pas apporté de réponse pérenne sur le fond, à la difficulté identifiée à l'époque par les producteurs de l'UFE et qui a été rappelée lors de l'appel à contributions de cet été. La rémunération actuelle ne couvre pas leurs coûts. Ils demandaient en conséquence une évolution des modalités de constitution des services systèmes, via la mise en œuvre d'un appel d'offres se substituant au système d'obligations.

C'est en réponse à ces demandes que la CRE a demandé à RTE fin 2012 d'étudier la possibilité de mettre en œuvre un marché secondaire organisé d'échanges de réserve qui, tout en ne modifiant pas le système actuel d'obligations, permettrait de faciliter les échanges entre acteurs de marché. Les modalités possibles pour la mise en place d'un marché secondaire organisé ont donc fait l'objet d'une concertation poussée en 2013-2014, qui permet aujourd'hui de disposer d'une description précise des caractéristiques d'un éventuel marché secondaire organisé, mais qui a également permis d'en saisir les forces et faiblesses.

Dans le contexte d'évolution de l'aFRR et suite à l'appel à contribution lancé, l'impact de l'entrée de la France à la FCR coopération et l'évolution sur le nombre de NER associé, ainsi que les perspectives d'européanisation des échanges des services système, font ressortir un certain nombre d'éléments nouveaux qui nécessitent de réactualiser l'analyse comparée de la solution du marché secondaire organisé avec prescription par rapport à celle de l'appel d'offres.

Ce document présente, de manière globale, deux modèles de contractualisation : le maintien de l'obligation rémunérée à un prix régulé adossée à la mise en place d'un marché secondaire organisé, ou un passage à une contractualisation par appel d'offres (national ou transnational).

Afin d'analyser les mérites et inconvénients respectifs, il est nécessaire de disposer d'une grille d'analyse. Celle qui est proposée ici est de nature économique : le meilleur système est celui qui permet de constituer les services système au coût le plus faible pour la collectivité. Cette question dépasse celle de la couverture des coûts de RTE et des producteurs obligés, qui est de nature redistributive.

L'analyse économique est d'autant plus pertinente en l'espèce que les coûts économiques de constitution des services système en France apparaissent aujourd'hui relativement élevés. Ceci est lié notamment à la structure du mix énergétique français avec un nombre important d'unités à faibles coûts variables de production pour lesquelles la perte d'opportunité liée à la fourniture de services système est élevée.

Ainsi, un des enjeux essentiels des travaux liés aux modalités de constitution des services système réside dans la mise en place de modalités renvoyant les bonnes incitations économiques aux acteurs de marché, en matière d'investissement et de placement, afin de parvenir à une fourniture optimisée. Ce point revêt une importance particulière dans la perspective où les évolutions liées aux projets MARI et TERRE pourraient conduire à une augmentation du volume de réserve secondaire constitué en France.

3.2 Un enjeu économique

La fourniture de services système, dont l'aFRR, en quantité importante sur les groupes compétitifs, engendre un surcoût élevé pour la collectivité du fait de leur renoncement à produire pour réserver de la capacité pour le réglage de la fréquence, et le déplacement de cette production sur des groupes moins compétitifs.

En effet, pour les groupes de production thermique, chaque MW de réserve programmé sur un groupe de production conduit à une perte d'opportunité pour les acteurs concernés. Cette perte d'opportunité s'élève à la différence entre le prix spot et le coût variable du groupe. La perte d'opportunité la plus élevée se situe sur la filière nucléaire qui est caractérisée par un faible coût de combustible. La prépondérance du nucléaire France ne permet pas de placer les services système uniquement sur des moyens de coûts élevés (centrales charbon ou CCG, ou hydraulique).

Les différents leviers permettant de réduire les coûts de constitution des services système sont listés ici. Ceux-ci peuvent être pleinement, partiellement ou non encore mis en œuvre.

3.2.1 Refléter les coûts

Il est nécessaire de refléter les coûts pour optimiser le placement des services systèmes en France dès la contractualisation. Les acteurs ont rappelé dans l'appel à contributions que dans le contexte actuel d'une rémunération à un prix régulé et donc ne reflétant pas le coût réel de la fourniture de la Réserve Secondaire, les producteurs sont régulièrement exposés à la non-couverture de leurs coûts de programmation de Réserve Secondaire pour répondre à l'obligation adressée par RTE.

A titre d'exemple sur la réserve primaire, le passage en AO de la FCR a fait baisser les NER ce qui indique que les volumes prescrits n'étaient pas bien répartis économiquement. En 2016, le volume de NER en FCR était de 129 GWh. Il est passé à 31,5 GWh lors de l'année du passage en AO hebdomadaire, puis à 9 GWh en 2018, et il est encore en diminution en 2019 (3,4 GWh à fin octobre).

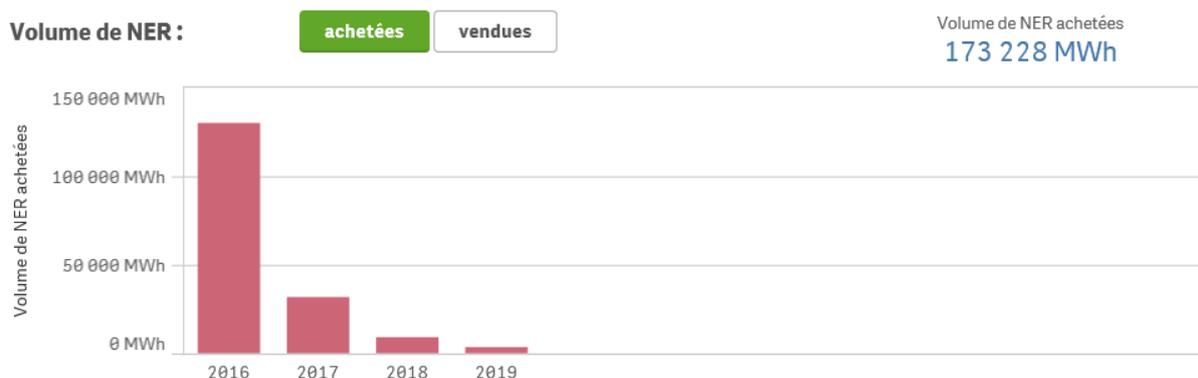


Figure Volumes de NER achetées pour la FCR

3.2.2 Favoriser l'émergence de nouveaux entrants

Pour rappel, les travaux menés dans le cadre des GT S5yf en 2013 ont permis la participation des sites de soutirage raccordés au réseau public de transport, à compter du 1er juillet 2014.

Quelques mois après le démarrage de l'expérimentation, en mars 2015, 52 MW de réserve primaire étaient fournis par des sites de soutirage ce qui peut être évalué à une dizaine de M€ de gain par an pour le système électrique français. A ce jour près de 100MW de FCR sont fournis par des sites de soutirage, soit près de 20% de la demande RTE. Les perspectives sont

de plusieurs dizaines de MW additionnels d'ici fin 2020 selon les consommateurs et agrégateurs fournissant actuellement de la réserve primaire, via l'arrivée des moyens à pilotage centralisé ou les dispositifs de stockage.

La lisibilité d'un appel d'offre a encouragé l'arrivée récente de nouveaux acteurs sur le marché. Des sites de soutirage ont testé et fournissent actuellement de la réserve secondaire. Cependant les déplacements d'énergie sont plus importants, et les impacts sur les processus industriels sont plus complexes à maîtriser.

Par ailleurs, les industriels et les agrégateurs de flexibilité participant aux travaux de concertation ont indiqué à RTE qu'ils disposent d'un gisement plus important de services système à la hausse (baisse de consommation) que symétrique.

La structure actuelle du marché français de réserve secondaire est souvent qualifiée de frein à l'intégration des sites de soutirage, des nouveaux moyens de type stockage ou de la participation des Véhicules Electriques. Ces sites sont en effet des « offreurs purs » de capacités services système (ils ne sont pas obligés), leur rémunération passe donc exclusivement par le marché secondaire de gré à gré. En pratique, les sites de soutirage et/ou les agrégateurs de flexibilité manifestant leur intérêt à fournir des services système sont donc systématiquement orientés vers EDF, presque seul « acheteur » de réserves. Ces acteurs sont ainsi totalement dépendants d'EDF en ce qui concerne le business plan de leurs projets ; ils n'ont aucune idée du prix de marché du service ni de la profondeur du marché et des risques associés.

De plus, en complément des aspects de design de marché, des éléments réglementaires au sein de la DTR seront à réquisitionner. A titre d'exemple, RTE adaptera l'exigence de la DTR indiquant que le niveau doit être reçu à l'entité physique fournissant la réserve.

3.2.3 Permettre une participation dissymétrique

Le placement de la réserve secondaire peut encore être optimisé davantage en séparant la fourniture de réserves à la hausse et à la baisse : on parle de « dissymétrisation » des réserves. Il existe en effet un fort intérêt économique à programmer les groupes nucléaires à PMD (puissance maximale disponible) en réglage à la baisse et à fournir la réserve à la hausse à partir d'autres filières, comme le soutirage. Cette séparation est effective en Allemagne et en Belgique (partiellement) depuis plusieurs années. Les capacités pouvant provenir des technologies éoliennes ou solaires, pourraient proposer leurs offres à la baisse uniquement et directement via un appel d'offre.

3.2.4 Permettre l'import de services système

Le dernier axe de réduction des coûts de constitution des services système repose sur une augmentation des imports afin de diminuer la mobilisation des groupes nucléaires. La complexité relative à l'intégration européenne diffère entre la réserve primaire et la réserve secondaire. En effet, il est nécessaire de réserver de la capacité d'interconnexion pour importer ou exporter de la réserve secondaire alors que cela n'est pas nécessaire pour les imports/exports de capacité de réserve primaire dont les conséquences sont intégrées dans le dimensionnement des marges des capacités d'interconnexion (conformément aux codes de réseau européens EB et CACM).



3.3 Quelle architecture de marché ?

Lors de la concertation et comme mentionné dans l'appel à contribution, RTE a identifié 4 options possibles pour l'architecture de marché :

Option 1 : Statu Quo

Il peut y avoir un statu quo sur la méthode de prescription actuelle à prix fixé, symétrique, avec la sollicitation du marché secondaire pour la valorisation des MW supplémentaires certifiés avec la levée de la pente rapide. Cela pourra éventuellement nécessiter un recalcul du prix forfaitaire de la capacité (actuellement proche de 19€/MW/h). Cela serait possible avec un accord du régulateur (demande de dérogation à l'art 5.5 du CEP et Art 32 d'EBGL).

Option 2 : Nouvelle modalité de calcul de la prescription

Les volumes continuent à être prescrits, mais basés sur leur part de volume certifié (volumes différents des volumes obligatoires en lien avec les capacités constructives, éventuellement asymétriques) au regard des capacités françaises, et en fonction de leur prévision de production, vu du J-1, à un prix régulé. Comme l'option 1, une demande de dérogation à la CRE, consultée préalablement auprès des acteurs, devra être nécessaire.

Option 3 : Appel d'offres à la maille France

Les volumes, issus des besoins de RTE, sont contractualisés par un appel d'offres de capacité, proche du temps réel, pour des produits (300s ou 400s ou les 2), sur des périodes à définir, avec un besoin symétrique ou dissymétrique, à un prix déterminé (marginal ou au prix de l'offre). Les acteurs doivent alors déposer des offres à RTE via une interface, et un algorithme devra sélectionner les meilleures offres selon la préséance économique.

Option 4 : Appel d'offres transfrontalier

Cette option est similaire à l'option 3 avec un partage de la contractualisation avec des GRT voisins (type FCR Cooperation) selon les possibilités offertes par l'article 40 du code EBGL, en fonction des propositions en cours de discussion dans la « project Team ENTSO-E CZCA Cross Zonal Capacity Allocation ». Cette option nécessitant de revoir les méthodes d'allocation des capacités aux frontières et demandant une coordination de plusieurs GRT, il semble peu réaliste d'envisager une telle solution à l'échéance 2021.

Les acteurs ont largement souligné leur volonté de passer à une contractualisation par appel d'offre, dans un premier temps au niveau national avec l'objectif d'aller à la cible vers un appel d'offre transfrontalier.

La suite du document analyse les deux méthodes de contractualisation : la prescription ou l'appel d'offres.

3.3.1 Le Statu Quo reposant sur des obligations et un marché secondaire organisé

Le maintien de l'obligation rémunérée à un prix régulé, adossé à un marché secondaire fonctionnel, présente plusieurs avantages :

- une simplicité de fonctionnement ;
- une bonne performance en matière de placement des services système entre les différents acteurs (les prescriptions sont émises de manière demi-horaire en fonction des groupes démarrés) ;
- une insensibilisation du TURPE au prix de fourniture des services système ;

Cependant cette solution présente également les inconvénients suivants :

- l'absence de justification économique du niveau du prix régulé ; qui fera toujours l'objet de critiques de la part des producteurs obligés, ou des acteurs certifiés, notamment s'il est sensiblement inférieur au prix révélé par le marché secondaire ;

- l'absence d'un véritable intérêt des acteurs de marché à échanger sur un marché secondaire à la maille France (lors de sa mise en place, les acteurs n'ont manifesté d'intérêt pour le marché secondaire que dans le but de révéler un prix dans l'optique de l'élaboration de TURPE 5 : cette motivation ne semble pas être suffisante pour la mise en place d'un nouveau marché) ;
- un problème d'efficacité à long terme car un marché ainsi conçu ne donne pas les bonnes incitations à l'investissement dans les capacités les plus aptes à fournir de l'aFRR ;
- son faible impact sur l'optimisation du parc de production français car les échanges de gré à gré sont faibles
- la faiblesse des perspectives d'intégration européenne via les échanges entre acteurs de gré à gré, ces perspectives étant encore plus lointaines en ce qui concerne l'organisation de ces transactions transfrontalières par des bourses.
- le besoin de l'octroi d'une dérogation de la CRE à l'obligation de mettre en place un marché primaire de capacité.

L'efficacité de cette option réside sur la force d'un marché secondaire. Or, le fonctionnement actuel ne semble pas satisfaisant au regard des faibles volumes échangés. La faculté du marché secondaire à permettre la diminution des coûts de constitution des services système dépend de son européanisation, laquelle est tributaire des autres États membres. RTE considère que cette solution ne possède de véritable potentiel que si les volumes sont significatifs.

3.3.1.1 Effet sur les coûts et évolution du Tarif

Le tarif actuel de la prescription a été déterminé suite à une négociation entre les parties prenantes (producteurs, CRE, acteurs) avec peu de trace d'étude économique disponible pour décrire le raisonnement aboutissant au tarif actuel. On ne peut donc pas répondre à la question de l'évolution du prix forfaitaire de la capacité de la prescription posée dans les options 1 et 2 de l'appel à contribution en s'appuyant sur l'approche ayant mené au tarif actuel.

En revanche, on dispose d'une méthode pour évaluer les coûts pour la collectivité de la réservation des capacités, via l'étude menée pour estimer les gains à la mise en place du partage des offres d'aFRR. En effet, elle comporte une évaluation des coûts pour la collectivité liés au passage d'un produit 400s à un produit 300s. Une partie de cette analyse traite avec la même méthode le passage à un produit 300s sans pente rapide.

Les résultats ci-dessous sont issus de l'approche qui a consisté à reprendre cette méthode pour étudier le passage à une cohabitation du produit 400s et 300s sans pente rapide, en faisant l'hypothèse que seules les CCG passent au produit 300s sans pente rapide. La variation du coût pour la collectivité donne accès à la variation de surplus économique. En faisant varier le tarif de la prescription, on peut agir sur la répartition de ce delta entre le surplus producteur et le surplus consommateur.

Le passage du produit actuel au «mix FAT 300s 400s» fait économiser 11 M€ à la collectivité (en variation de surplus). On peut observer que cette variation est principalement due à un transfert des volumes du nucléaire vers le gaz: le palier CCG étant plus large et plus souvent marginal, on a moins besoin de faire appel à du nucléaire (moins en fréquence et moins en volume). La diminution du volume de « must run » ne joue que de manière marginale sur la variation du coût total.

Le volume total d'aFRR réservée sur l'année 2017 était de 5 370 GWh selon les données disponibles.

L'impact par MWh du passage du produit l'actuel à un «mix FAT 300 s 400 s» est de 2 €/MWh. Selon qu'on veuille répercuter ces 11M€ sur:

- Le surplus producteur : on ne change pas le tarif



- Le surplus consommateur : on baisse le tarif de 2 €/MWh
- Le surplus producteur et consommateur (50/50) : on baisse le tarif de 1 €/MWh

On peut remarquer que la valeur actuelle du tarif se rapproche plus d'un coût marginal que d'une rémunération au coût moyen : on rémunère actuellement les acteurs près de 100 M€ (5 370 GWh *18 €/MWh) sur l'année pour un service dont on estime qu'il représente 45 M€ de coût d'opportunité pour eux. Une rémunération sur base du coût moyen mènerait à un tarif de 8,4€/MWh en FAT 400s et 6,3 €/MWh en mix FAT 300s et 400s.

3.3.1.2 Variante : sensibilité des coûts au volume total réservé

RTE a souhaité connaître l'impact du volume total réservé (dimensionnement de la réserve) sur les coûts de réservation et sur l'éventuelle révision du tarif. Les calculs précédents sont exécutés à nouveau en augmentant à chaque point demi-horaire le volume d'aFRR de 100 MW. Le volume moyen passe alors de 639 à 739 MW. Le volume total réservé sur l'année de données disponible passe de 5370 GWh à 6210 GWh.

On peut dans une première approche se limiter à l'évaluation des coûts de réserve pour la collectivité. L'impact obtenu par le modèle pour une augmentation de 100 MW du besoin devient alors :

- Produit actuel :
 - Augmentation du coût total de 22 M€ (passage de 45 M€ à 67 M€)
 - Augmentation du coût moyen de 2.4 €/MWh (passage de 8.4 à 10.8 €/MWh)
- Scénario « mix » :
 - Augmentation du coût total de 16 M€ (passage de 34 M€ à 50 M€)
 - Augmentation du coût moyen de 1.7 €/MWh (passage de 6.3 à 8 €/MWh)

La remise en question d'un prix régulé ne semble pas immédiate au vu des discussions qu'il faudra tenir au sein de la CAM. Par contre, cette étude montre que l'intégration des volumes en FAT 300s à la prescription, ainsi que les évolutions éventuelles des volumes contractualisés ne nécessitent pas de changer urgemment le prix régulé de la RS.

Au vu des coûts moyens estimés, il apparaît qu'un mécanisme de marché, de type « Appel d'Offre » devrait pouvoir faire ressortir les vrais coûts de la réserve secondaire.

3.3.2 La contractualisation par appel d'offres

Face aux difficultés liées à la liquidité du marché secondaire français ou à un niveau transfrontalier, un scénario reposant sur un appel d'offres peut apparaître comme une alternative. Ce mode de constitution est celui en vigueur dans la majeure partie des pays européens, et est encouragé par les textes européens. Il est de plus demandé par les acteurs de marché français depuis plusieurs années.

Sur le plan tarifaire, ce scénario présente des risques qui devront être levés grâce à l'évolution des règles SSYf qui pourront permettre l'arrivée de nouveaux entrants pour la fourniture d'aFRR. La mise en place d'un appel d'offres, sans que le mécanisme permettant de traiter les éventuels surcoûts par rapport à la trajectoire tarifaire actuelle soit précisément identifié et mis en œuvre, est difficilement envisageable. Les discussions dans le cadre de l'élaboration du TURPE 6 prennent en compte cette hypothèse.

Sur le plan économique, l'appel d'offres pose un problème spécifique pour les réserves secondaires (au niveau français), la concurrence étant actuellement quasiment inexistante. La levée de pente rapide aura un impact significatif sur les volumes des CCG et la dissymétrisation

de la réserve permettra d'avoir accès à de nouveaux volumes. Par ailleurs, les caractéristiques de l'AO devront permettre une facilité de mise en œuvre pour les nouveaux entrants et devra pouvoir débloquer l'accès à de nouvelles flexibilités. Par exemple, RTE estime dans son rapport sur l'électromobilité⁴ que le développement des Véhicules électriques permettra de réaliser une partie des réserves en France.

Par ailleurs en concertant sur les possibilités d'agrégations et sur le recours à la sous mesure dans les règles SSYf, RTE souhaite favoriser la participation de nouvelles capacités à la fourniture de réserves.

En termes de gains économiques, les évolutions sur la rémunération de l'énergie en lien avec le projet Picasso et les possibilités offertes de changement de prix toutes les 15 Minutes devraient encourager les acteurs à se tourner vers ce produit.

La sortie des capacités renouvelables de l'OA permet maintenant aux entités renouvelables de proposer des services de flexibilités, notamment à la baisse dans un cadre d'AO asymétriques.

Par ailleurs, la solution de l'appel d'offres (approvisionnement primaire) par rapport à la prescription permet :

- une déclinaison plus simple ;
- un meilleur contrôle du pouvoir de marché et de la transparence sur les conditions d'achat à laquelle est tenu un monopole régulé (dans un appel d'offres, RTE est l'acheteur unique ; dans le marché secondaire, il y a un risque que EDF soit en pratique l'acheteur unique du fait de la structure du marché français).

Le fait que cet appel d'offres puisse se dérouler à l'échelle européenne :

- permettra en pratique d'importer de la capacité, au moment où cela sera pertinent ;
- offrira des débouchés complémentaires aux offreurs français actuels.

Enfin, l'appel d'offres s'inscrirait dans une cible cohérente avec les exigences du code balancing, et sa philosophie majoritaire de mise en œuvre : constitution des réserves primaire et secondaire intégralement par appels d'offres à une maille supranationale et séparés hausse et baisse.

⁴ : https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite_synthese_9.pdf



3.3.3 Conclusion

La contractualisation par appel d'offres apparaît comme plus performante vis-à-vis de son potentiel de réduction des coûts de fourniture et permet une évolution vers une européanisation de la contractualisation. De plus, elle est la méthode de contractualisation demandée par les acteurs de marché. Elle s'accompagne cependant d'un risque prix (niveau et volatilité) nécessitant une sollicitation de l'arrivée des nouveaux volumes (en cours avec la levée de la pente rapide et les règles d'agrégation en cours d'instruction dans le cadre des GT SSYf).

Synthèse des propositions :

Afin d'inciter à l'émergence de nouvelles capacités d'aFRR en FAT 300s, à la hausse ou à la baisse, tout en permettant de refléter leurs coûts, en visant la maîtrise de ces coûts de contractualisation, RTE propose de :

(i) commencer une contractualisation par appel d'offre au niveau national (échéance T3 2021)

(ii) Etudier à partir de 2022 une évolution de la contractualisation au niveau supranational en lien avec l'harmonisation de la FAT prévue en 2024)



4. Mise en œuvre de la contractualisation des capacités d'aFRR

4.1 Définition du pas de contractualisation

La contractualisation des capacités continue à être faite par Responsable de Réserve. Chaque Responsable de Réserve s'engage lors de la réception de la prescription ou du résultat de l'appel d'offres à respecter la mise à disposition de ces volumes via la programmation de ses entités selon les règles de programmation décrites dans les règles MA/RE en vigueur. Quel que soit le mode de contractualisation, appel d'offres ou prescription, il est donc nécessaire de définir un pas de la contractualisation, qui peut être différent du pas de programmation, et du pas de dimensionnement.

En lien avec l'article 25 du code EBGL, les GRT ont établi la proposition « Produits standard de capacité ». La proposition a été soumise le 18 décembre 2019. Les caractéristiques mentionnées dans la proposition s'appliqueront si RTE veut échanger des capacités avec d'autres GRT. Ainsi, les caractéristiques locales peuvent différencier des éléments de la proposition européenne.

RTE ne souhaite pas forcément aligner le pas de contractualisation avec le pas d'expression du besoin en aFRR, issu de sa méthodologie de dimensionnement. Par exemple, la méthode de dimensionnement peut se faire sur des paliers de 4h, et la contractualisation sur des pas de 2h ou 1h. Il semble cependant moins performant de faire un calcul du dimensionnement sur des pas de 1h et contractualiser des volumes sur des plages de 4h.

Les différentes solutions pour le pas de contractualisation proposées lors de l'appel à contribution étaient : 30 min, 1h, 2h, 4h... voire une journée (24h). Les acteurs ont majoritairement plébiscité les pas de 1h ou 4h. Le pas 4h résulte d'un compromis entre des offres 1h non liées entre elles, et le passage à des offres 4h dans l'Appel d'Offres de FCR prévu en Juillet 2020. Le pas 1h est intéressant car il permet plus de liquidité notamment en début et fin de journée, et est en lien avec le pas des échanges J-1 Spot. Ce pas est également cohérent avec la plupart des durées minimales de fonctionnement des entités de réserve.

RTE propose donc de mettre en place une contractualisation sur des pas de 1h à la cible.

4.2 Dépôt des offres

Dans le cas d'une contractualisation par appel d'offres, les acteurs auront à déposer leurs offres de capacités. Une interface « Front SI » devra pouvoir récupérer ces offres en mode nominal et dégradé, et pouvoir gérer les cas des différentes options (France seule ou France avec d'autres GRT).

Le front pourra être commun aux autres contractualisations de RTE en particulier celles de RR/RC ou possiblement celle de la FCR.

4.3 Algorithme d'allocation des offres

La sélection des offres serait faite, pour chaque période unitaire, de façon à minimiser le coût de contractualisation sous la contrainte de satisfaire le besoin de RTE.

Il n'est pas exclu de retenir davantage d'offres que le volume minimum requis par RTE. Ainsi, il pourrait être possible, pour minimiser le coût global, d'augmenter volontairement le volume contractualisé sur une période temporelle.

RTE fera un appel d'offre dissocié hausse et baisse et attendra des offres à la hausse et des



offres à la baisse. L'algorithme d'allocation tournerait simultanément pour la sélection des offres à la hausse et à la baisse.

La solution conduirait à ce que certaines offres puissent être paradoxalement rejetées. Les offres paradoxalement rejetées apparaissent notamment du fait de la possibilité de formuler des offres blocs indivisibles.

4.3.1 Définition des offres

Suite à l'appel à contribution, RTE propose :

- D'avoir des offres divisibles ou indivisibles à granularité de 1 MW;
- un seuil de soumission à 1MW ;
- un volume maximum pour les offres indivisibles de 80 MW ;
- des volumes à la hausse et des volumes à la baisse ;
- d'étudier la faisabilité d'avoir des liens entre offres à la hausse et à la baisse et des offres liées temporellement au démarrage de l'AO.

Afin de simplifier la participation des entités actuelles et d'avoir le temps de faire évoluer les certifications dissymétriques des entités actuellement certifiées, RTE propose d'étudier la faisabilité dès le départ de lier les offres reçues à la baisse et à la hausse. RTE propose également d'étudier la faisabilité dès le démarrage de l'AO d'offres liées sur différentes périodes d'engagement.

A la cible, RTE souhaite mettre en place des offres 1h, avec possiblement des liens temporels et Hausse/Baisse. Afin de sécuriser la mise en place de l'AO, RTE se réserve le droit de ne commencer que par des offres simples au pas 2h, avec des liens hausse et baisse seulement.

Ne pas permettre les offres indivisibles simplifie l'algorithme d'allocation des offres et facilite la compréhension des résultats de l'appel d'offres. Cependant, cela fait peser un risque pour l'acteur d'être retenu pour un volume très faible, ce qui est susceptible de se traduire par une prime de risque dans le prix d'offre proposé. Les offres indivisibles permettent également de faciliter la participation de plus petits acteurs qui n'ont pas forcément un portefeuille de capacités leur permettant un découpage au MW près de leurs offres. RTE propose donc d'introduire les offres indivisibles à la cible.

Permettre la formulation d'offres exclusives (2 offres exclusives entre elles ne peuvent être prises simultanément) donne de la flexibilité aux acteurs et leur permet de prendre en compte les contraintes techniques propres à chaque capacité. Néanmoins, cela complexifie l'algorithme d'allocation des offres et diminue la transparence des résultats de l'appel d'offres. Par souci de simplification et dans le but de s'aligner avec les modalités de la contractualisation de la FCR, RTE propose de ne pas laisser la possibilité de formuler des offres exclusives.

4.3.2 Une évolution possible en plusieurs étapes

RTE propose de viser la mise en place des produits 1h avec possibilité de lier les offres temporellement, ou d'introduire des produits plus complexes. RTE se réserve cependant le droit de commencer au départ par des offres simples de 2h et d'étudier dès le départ la mise en place de liens hausse/baisse afin de sécuriser la mise en place de l'appel d'offre dans un délai court.



Afin de répondre aux besoins des acteurs et de ne pas voir dans ces offres des coûts de démarrage à la fois sur des offres à la hausse et des offres à la baisse, RTE souhaite pouvoir lier le mécanisme de contractualisation hausse et baisse.

Afin d'assurer une liquidité suffisante, RTE propose que chaque Responsable de réserve ayant des capacités certifiées en FCR ou aFRR ait l'obligation d'offrir ces volumes sur les appels d'offre.

Les modalités concernant le design des offres (pas, liens...) ainsi que les modalités de back up en cas de défaillance opérationnelle pour la fourniture des volumes à contractualiser seront instruites en GT S5yf au cours de l'année 2020.

4.4 Modalités de rémunération

4.4.1 Règlement des offres

En l'état, le règlement électricité prévoit que le prix marginal soit la méthode de règlement des offres à privilégier pour la rémunération de l'énergie d'équilibrage⁵ mais ne dit rien sur la contractualisation de capacités d'équilibrage.

En Juillet 2019, le prix de règlement de la capacité de FCR est passé d'une rémunération au prix de l'offre à une rémunération au prix marginal. Les coûts de contractualisation ont baissé et la publication des courbes d'offres acceptées a révélé les vrais coûts associés aux capacités.

En théorie, dans un marché efficace, à produit offert identique, les deux méthodes sont strictement équivalentes. Elles se distinguent par une stratégie d'offre différente : dans le cas de la rémunération au prix marginal, il est considéré que les acteurs ont intérêt à offrir à leur coût marginal de production et le prix marginal est déterminé par le dernier appelé, garantissant une rente infra-marginale aux acteurs dont les coûts marginaux sont inférieurs à ceux du dernier appelé. Dans le cas de la rémunération au prix d'offre, les acteurs vont chercher à anticiper le prix du dernier appelé afin de bénéficier d'un supplément de rémunération équivalent à la rente infra-marginale.

Dans le cadre de la contractualisation de produit RR/RC, depuis l'appel d'offres conduit en janvier 2015, les offres retenues sont rémunérées sur la base du prix marginal. Ce mode de rémunération a permis de diminuer l'avantage que tirent les candidats historiques de leur connaissance du marché en accroissant la transparence sur les prix de contractualisation. RTE considère que la mise en place de cette méthode de rémunération a permis l'émergence d'un environnement favorable à l'accroissement de la concurrence et donc favorable à la baisse des coûts de contractualisation. La baisse des coûts de contractualisation constatée depuis 2016 a permis de confirmer l'efficacité de cette mesure.

De plus, la rémunération au prix marginal a été unanimement demandé par les acteurs lors de l'appel à contribution de 2019.

RTE estime donc qu'au démarrage et en cohérence avec les autres produits contractualisés, il est opportun de rémunérer les offres au prix marginal.

⁵ Cette obligation devrait concerner aussi bien les produits standards que les produits spécifiques. Toute autre méthode devra faire l'objet d'une approbation par l'ensemble des autorités nationales de régulation compétentes sur la base d'une proposition commune et motivée de l'ensemble des GRT.

4.5 Timing pour les modalités opérationnelles

Le règlement électricité impose une contractualisation au plus tard en J-1 pour un engagement portant sur le jour J et d'une durée maximale de 24h.

RTE estime que la contractualisation des produits en J-1 pour J doit se faire chronologiquement par niveau d'exigence.

Comme déjà indiqué dans l'appel à contribution RR/RC, les produits les plus exigeants sont théoriquement plus chers et leur marché est par définition moins liquide. La fermeture du guichet (« gate closure time » ou GCT) d'une enchère capacitaire pour un produit de type réserve rapide après la GCT d'une enchère capacitaire de type réserve primaire ou secondaire permet théoriquement de maximiser les volumes offerts à la réserve primaire ou secondaire et d'offrir ce qui n'a pas été retenu en réserve primaire ou secondaire à la réserve rapide. De la même façon, la contractualisation avant la fermeture des marchés day-ahead permet à RTE de s'assurer qu'il a assez d'offres disponibles pour ses besoins de réserves rapide et complémentaire.

A l'instar du choix qui a été fait par d'autres pays européens, RTE considère que la contractualisation de produits de réserve primaire (FCR) et de réserve secondaire (aFRR) doit ainsi avoir lieu avant la contractualisation de produits de type réserve rapide et complémentaire et en amont de l'heure de fermeture (« gate closure time ou GCT) de l'enchère des marchés day-ahead, fixée à 12h.

A compter du 1^{er} juillet 2020, dans le cadre du projet porté par la FCR cooperation (impliquant les pays suivants : Allemagne, Autriche, Suisse, Belgique, Pays-Bas, Danemark, France), la réserve primaire sera contractualisée sous forme d'appel d'offres journalier en J-1 pour J. L'enchère se déroulera tous les jours de la semaine, y compris les jours de weekend et les jours fériés et il est prévu une heure de fermeture de l'enchère à 8h en J-1 et la publication des résultats à 8h30 en J-1.

Cela laisserait donc comme plage possible pour la fermeture de l'enchère journalière des réserves secondaires et la publication des résultats, une période comprise entre 8h30 et 12h. Par ailleurs, certains pays européens ont déjà opté ou prévu d'opter pour une enchère journalière en J-1 pour les produits de type réserve secondaire dont l'heure de fermeture est à 9h pour une publication des résultats à 9h30. Concernant les produits de type mFRR, certains pays comme la Belgique et l'Allemagne disposent déjà ou disposeront à l'horizon 2020 d'une enchère journalière. L'Allemagne et la Belgique ont par exemple choisi une heure de fermeture de l'enchère à 10h et une publication des résultats à 10h30.

Dans un souci d'harmonisation avec nos proches voisins européens, et afin de faciliter la mise en œuvre ultérieure d'une contractualisation commune, il pourrait être proposé de s'aligner sur une fermeture de l'enchère à 9h et une publication des résultats à 09h30. Les acteurs ont en majorité répondu favorablement au timing proposé.

L'enchaînement des différents mécanismes de contractualisation de capacité d'équilibrage au niveau européen serait alors le suivant :

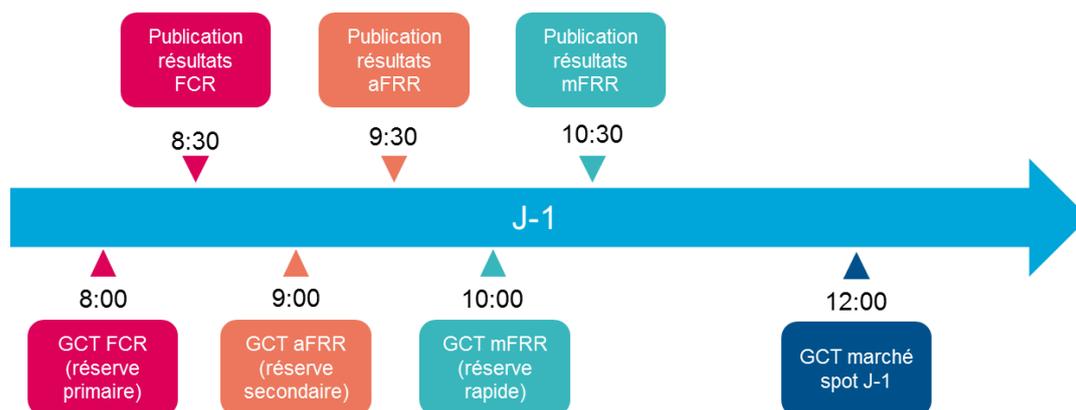


Figure Enchaînement proposé des différents mécanismes de contractualisation de capacité d'équilibrage

Concernant l'heure d'ouverture de l'enchère (« gate opening time » ou GOT), plusieurs options pourraient être envisagées. RTE propose que ce soit 5 jours calendaires avant la GCT.

4.6 Demande de dérogation à l'article 6 (9) du règlement (UE) 2019/943 du parlement Européen et du conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

Au vu de la présente feuille de route pour l'évolution de l'aFRR, RTE demande à la CRE une dérogation à l'obligation de contractualiser par appel d'offre et de façon séparée les capacités à la Hausse et à la Baisse pour l'aFRR au 1^{er} Avril 2020 jusqu'à la mise en place effective de l'appel d'offre d'aFRR, estimé au 3^e trimestre 2021.

4.7 Marché Secondaire (de la FCR ou de l'aFRR)

RTE propose de maintenir les modalités actuelles du marché secondaire de façon à laisser les possibilités de ré-optimisation post appel d'offres (y compris post marché Spot day ahead, jusqu'au temps réel) et de permettre aux acteurs d'assurer le maintien de leurs engagements en cas de fortuit de leurs capacités programmées.

4.8 Evolution vers une contractualisation supra nationale

Aujourd'hui en France et en Europe, la contractualisation des réserves s'exerce souvent à la maille nationale. L'élargissement des zones de contractualisation constitue une perspective intéressante, elle accroît la taille du marché pertinent et favorise le développement de la concurrence.

Contrairement à la FCR, la contractualisation supra nationale de capacité d'équilibrages comme l'aFRR nécessite de réserver des capacités aux frontières pour assurer la fourniture du service.

Ainsi, afin de favoriser l'émergence de coopération régionale de contractualisation de réserves, le règlement EBGL a introduit le principe d'une réservation de capacités transfrontalières d'interconnexion pour ces échanges de réserve, ce qui était auparavant impossible. Les travaux ont débuté dès l'entrée en vigueur du règlement EBGL. A ce titre, les GRT ont proposé le 18 décembre 2019 la proposition « établissant une méthodologie portant sur un processus d'allocation conjointement optimisé de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou de partage de réserves » en application de l'article 40(1) du



règlement européen *Electricity Balancing*.

Deux méthodologies complémentaires, la méthodologie fondée sur le marché (article 41) et la méthodologie d'efficacité économique (article 42), pourront également être soumises par les régions de calcul de capacité (CCR) avant la fin de l'année 2019.

Suite à l'approbation de cette proposition, des GRT pourront s'accorder pour les modalités communes de réservation de capacité aux frontières, en application de l'article 38 du règlement *Electricity Balancing*.

RTE souhaite se laisser la possibilité de contractualiser à l'étranger de la réserve secondaire et à ce titre participe aux discussions européennes sur le sujet. Par ailleurs, les acteurs se sont montrés favorables à une évolution vers une contractualisation supra-nationale de la réserve secondaire à terme.

Au vu du planning incertain des discussions et des modalités possiblement complexes de mise en œuvre, RTE souhaite d'abord faire évoluer la contractualisation au niveau national, avant d'évoluer, en temps voulu, vers une contractualisation supra nationale. Par ailleurs, RTE souhaite attendre l'harmonisation des produits d'aFRR en FAT 300s en 2024 avant la mise en place d'une contractualisation supra nationale de la Réserve Secondaire.

RTE ne dispose pas à ce jour, de planning précis concernant ces discussions. RTE informera régulièrement les acteurs au travers des GT SSYf des éventuelles évolutions liées aux sujets précités. Les modalités associées seront concertées via les modalités habituelles d'évolution des règles SSYf.

Synthèse des propositions :

Concernant les modalités de l'appel d'offre de capacité d'aFRR, RTE propose la déclinaison suivante :

(i) la mise en place d'un appel d'offre en J-1 9h, différencié Hausse / Baisse

(ii) la rémunération des offres retenues au prix marginal

(iii) la concertation début 2020 des modalités de dépôts des offres et des liens possibles entre les offres, et la cible associée

RTE demande à la CRE une dérogation à l'obligation de contractualiser séparément les capacités à la Hausse et à la Baisse pour l'aFRR, jusqu'à la mise en place effective de l'appel d'offre d'aFRR, estimé au 3e trimestre 2021

RTE propose de garder le marché secondaire de réserves afin d'assurer aux acteurs les possibilités de transférer leurs engagements ou de sur optimiser leurs moyens

5. Besoins en réserve secondaire formulés par RTE et expérimentations associées

5.1 Dimensionnement en réserve secondaire

5.1.1 Constat sur le dimensionnement d'aFRR

La réserve secondaire vise à réguler en permanence à 0 l'écart de réglage mesuré du système électrique (écart entre les flux théoriques sur les interconnexions et les flux mesurés) conformément au règlement SOGL⁶.

La méthode de dimensionnement de l'aFRR de RTE repose historiquement sur un calcul déterministe effectué en J-1, se basant sur le gradient de variation de la demande au pas demi horaire ou sur la valeur de la demande.

Cette méthodologie de dimensionnement aboutit à une prescription d'aFRR relativement plate avec peu de variations au cours de la journée, hors « pics » liés aux gradients de consommation. Les valeurs maximales de prescription d'aFRR ne correspondent pas nécessairement aux périodes où l'écart de réglage (ACE ⁷) du système français est le plus dégradé.

Par ailleurs, les futures plateformes d'échange d'énergie d'équilibrage risquent de créer de nouveaux écarts de réglage dans la mesure où les produits d'équilibrage vont être échangés entre GRT dans la fenêtre opérationnelle de ceux-ci, avec des écarts potentiels entre les flux théoriques programmés sur les interconnexions et les puissances physiquement livrées sur le réseau (ex : des capacités d'ajustement peuvent être activées en France pour les besoins d'un autre GRT, l'énergie associée sera donc livrée à l'étranger). Tout écart entre le produit standard et la livraison physique générera des écarts sur le système France.

En effet, dans le cadre des projets TERRE et MARI un produit d'activation standard transfrontalier a été défini. Ce produit livré à la frontière respecte un profil de pente sur 10min (la variation démarrant 5 min avant le pas de temps et se terminant 5 min après). Ce profil de variation est en cohérence avec tout programme d'échange commercial pris en compte pour le calcul du besoin d'activation en réglage secondaire. Il y a un risque que les moyens d'équilibrage compatibles TERRE ou MARI ne puissent pas physiquement respecter les profils de livraison théoriques définis (avec la pente de variation sur 10 min -5min/+5min autour du pas de temps), occasionnant à chaque activation pour l'étranger un écart de réglage supplémentaire induit dans le bloc de la zone de réglage de la France.

Ce déséquilibre induit n'est pas prévisible avec la méthode de dimensionnement actuelle, rendant la méthode actuelle peu robuste aux changements à venir sur la qualité du réglage français. Par ailleurs, des critères seuil de qualité de réglage sont définis pour la France par le règlement SOGL, critères que RTE doit être en mesure de respecter.

Les activations transfrontalières dans le cadre de TERRE et MARI impacteront également les échanges et donc la demande dans la fenêtre opérationnelle du GRT, évolution de la demande

⁶ Art 143 -Processus de restauration de la fréquence

⁷ ACE = « area control error » ou « écart de réglage de zone », selon la définition (19) à l'article 3 de SOGL

qui ne pourra pas être prise en compte par la méthode de dimensionnement actuel.

5.1.2 Méthodologie de dimensionnement de la Policy LFCR

Une méthodologie décrite dans la Policy LFCR ⁸ de l'accord de zone synchrone Europe continentale permettrait de mieux corréliser les périodes de variation de l'ACE et la prescription d'aFRR, tout en permettant de prendre en compte l'impact des changements potentiels de la qualité de réglage qui pourraient survenir du fait des plateformes de balancing.

En effet, la méthodologie de la Policy LFCR est basée sur des statistiques de déséquilibre réalisé et prend en compte l'écart de réglage en « Boucle ouverte » observé en l'absence d'activation d'aFRR. L'objectif de cette méthode est de couvrir à minima 99 % des variations rapides d'ACE par de l'aFRR.

Une pré-étude, présentée ci-dessous montre un exemple d'application de cette méthodologie, sur 5 mois consécutifs d'hiver 2018 dans une optique de détermination d'un besoin d'aFRR dissymétrique défini au pas horaire.

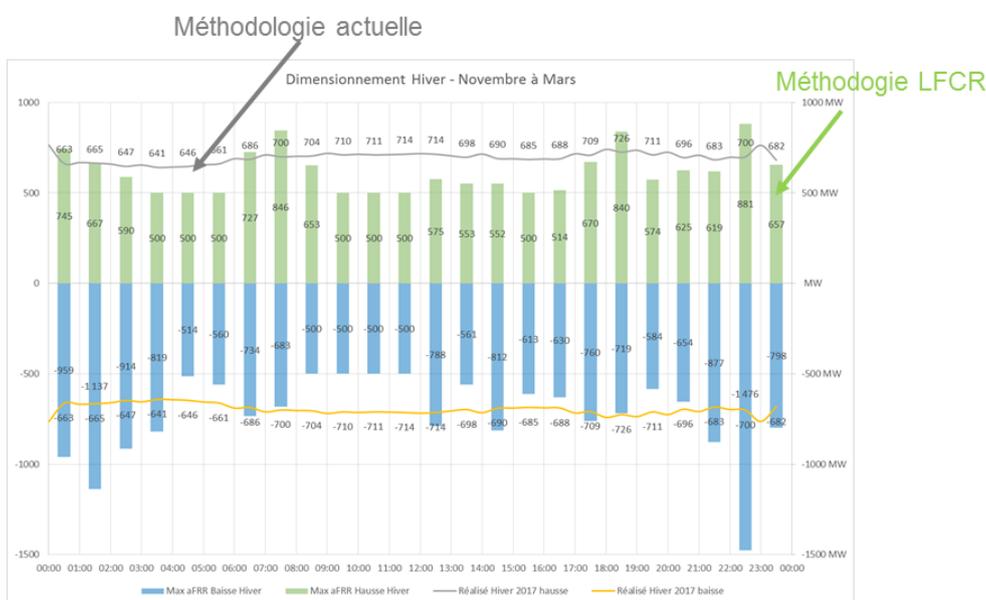


Figure Comparaison du besoin d'aFRR selon les deux méthodes de dimensionnement

Dans cet exemple d'application, la prescription moyenne n'est pas forcément supérieure à la prescription actuelle, avec notamment des volumes différents à la hausse et à la baisse.

D'autre part, malgré un volume global en France supérieur au besoin, les volumes disponibles peuvent ne pas être suffisants à certaines périodes de la journée, notamment à la baisse dans les périodes de nuit pour couvrir le besoin réel du système électrique.

5.1.3 Modalités d'adoption d'une nouvelle méthodologie de dimensionnement de l'aFRR

En application de l'article 118 du règlement SOGL, la méthodologie de dimensionnement de l'aFRR est décrite dans l'accord de bloc RFP approuvée par la CRE, après saisine par RTE.

⁸ Méthodologie en lien avec l'accord de zone synchrone Europe Continentale établi conformément à l'article 118 du Règlement SOGL (page 35 : https://docstore.entsoe.eu/Documents/nc-tasks/SOGL/SOGL_A118.1_180808_CE%20SAOA%20part%20B_final_180914.pdf)



Avant de proposer une modification, RTE doit recueillir l'avis des acteurs de marché dans le cadre d'une consultation formelle.

5.1.4 Calendrier proposé pour l'adoption d'une nouvelle méthodologie de dimensionnement des réserves

RTE propose de lier la méthode de dimensionnement de l'aFRR, en lien avec l'AO RR/RC J-1, avec une réflexion globale sur le dimensionnement entre RR/RC hausse, RR baisse et aFRR.

RTE propose de faire démarrer le calcul effectif du besoin en aFRR avec la nouvelle méthodologie au moment du changement de mode de contractualisation des réserves. Ainsi, les coûts de ces nouveaux volumes seront bien reflétés via cette nouvelle contractualisation.

A ce titre RTE envisage de démarrer au 3^e trimestre 2021 la mise en œuvre de la nouvelle méthode de dimensionnement d'aFRR.

Pour cela, RTE propose de commencer les concertations avec les acteurs et la CRE à partir du mi 2020. Le démarrage de l'étude de la refonte de la méthodologie de dimensionnement des réserves en interne RTE commencera dès 2020.

Cette méthodologie devra intégrer des éléments de réflexions sur l'appel d'offres capacitaire d'aFRR cible pour être cohérent avec les produits de capacité d'aFRR à mettre en œuvre pour répondre au besoin de dimensionnement de la nouvelle méthodologie.

Afin de ne pas attendre l'horizon 2021 pour la mise en œuvre d'une nouvelle méthode de dimensionnement de l'aFRR, RTE propose de réaliser une étape intermédiaire, sous forme d'expérimentation (voir paragraphe suivant du présent document). Le but est d'évaluer le gain opérationnel sur la qualité de réglage RTE et l'impact sur le coût de contractualisation des responsables de réserve d'un volume d'aFRR reprofilé sur la journée.

5.2 Expérimentation pour le dimensionnement

5.2.1 Objectifs

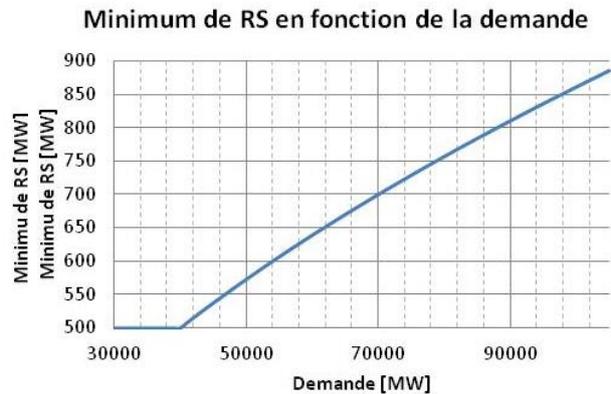
Il est proposé, en anticipation d'une nouvelle méthodologie pour 2021, de procéder dès 2020 à une expérimentation de modification de la prescription historique. Cette expérimentation répond aux objectifs suivants :

- Améliorer la qualité du réglage de RTE à courte échéance
- Identifier les éventuels freins pour la nouvelle méthodologie :
 - La vérification d'un éventuel gain pour les acteurs d'une hausse de la prescription dans les périodes de creux de consommation, mais liée à une baisse de la prescription sur des créneaux horaires chers de la journée (sur EPEX, les heures finissantes 10, 11 et 12)
 - La vérification de la liquidité de capacité d'aFRR effectivement disponible sur les périodes où RTE en a besoin. Cela pourrait venir conforter l'idée que de nouvelles filières (par exemple stockage ou éolien) sont nécessaires pour palier à l'arrêt d'une partie du parc thermique historiquement fournisseur d'aFRR
 - Vérifier l'impact sur la programmation d'introduire une prescription « plate » sur des heures où aujourd'hui la prescription est chaotique.
- Avoir un premier retour d'expérience partiel pour décider du design de la nouvelle méthodologie visée à horizon 2021

5.2.2 Méthode proposée

RTE propose de conserver le dimensionnement basé sur la formule actuelle décrite dans l'accord de bloc RFP :

<ul style="list-style-type: none"> si $G < 6000$ MW/1/2h (ou 200 MW/mn) alors $PR = \max \left(500 ; \left(\sqrt{10 * D + 22500} - 150 \right) \right)$
<ul style="list-style-type: none"> si $G \geq 6000$ MW/1/2h (ou 200 MW/mn), alors $PR = G / 6$



où

- D est la valeur de la demande globale (consommation + échanges) la plus élevée sur la période considérée
- G est le gradient de la demande (exprimé en MW par 1/2 heure)

A partir de ce résultat, RTE viendrait appliquer un post-traitement manuel pour répartir la prescription sur la journée sur la base des constats indiqués dans le paragraphe [5.1.1](#)

L'étude de l'application de la méthodologie statistique proposée dans la Policy LFCR en annexe de l'accord de zone synchrone Europe continentale montre une prescription à 500 MW entre 09h et 12h quel que soit la saison (l'étude est réalisée sur 2 périodes : été et hiver) ; l'idée est donc de diminuer la prescription à 500 MW sur la période [09h ; 12h] et de transférer ce volume sur les périodes [00h ; 1h30] et [22h30 ; 24h00]. La figure 3 illustre cette nouvelle répartition sur la journée du 17/09/2019.

L'objectif de cette expérimentation est de rester à un volume moyen et donc à coût constant sur l'année.

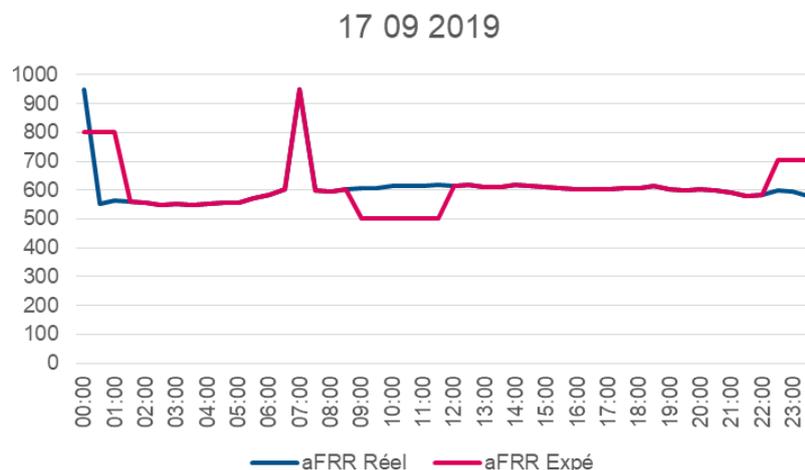


Figure : Exemple de nouveau profil d'aFRR

Cette expérimentation nécessite de déroger à l'article 6.1 des règles S5yf qui consiste à lisser la prescription maximale d'aFRR pour qu'elle ne soit pas supérieure de plus de 400 MW à la prescription minimale de la journée. En effet, en conservant cette règle, RTE ne pourrait pas faire une évaluation complète de l'intérêt d'un changement de méthode cible pour cette expérimentation.



Il est également proposé de supprimer l'autre règle de lissage des règles SSyf consistant à limiter la prescription d'aFRR tel que FCR+aFRR soit inférieur à 1750 MW. Cette limitation est totalement invisible pour les acteurs et ne semble pas compatible avec la trajectoire du dimensionnement d'aFRR et les volumes contractualisés au pas 4h en J-1 en FCR, en commun avec la FCR cooperation.

En contrepartie pour les acteurs, RTE proposerait d'appliquer l'augmentation du besoin sur les périodes [00h ; 1h30] et [22h30 ; 24h00] de manière à ce que la prescription soit fixe et constante au sein de ces 2 créneaux. Les pics de prescription peuvent conduire à une désoptimisation des plans de production des acteurs. Certaines capacités ne peuvent par exemple pas programmer de l'aFRR pour seulement une demi-heure, elles doivent le faire à minima pour une heure.

Les règles de dimensionnement sont indiquées dans l'accord de bloc RFP⁹, en annexe I. En accord avec l'article 7 "Mesure de réduction du FRCE », il est écrit que « RTE peut définir des accords additionnels, si nécessaire, avec des acteurs spécifiques afin d'établir des mesures supplémentaires. Ces accords peuvent prendre entre autres la forme d'expérimentation ».

C'est à ce titre que RTE propose les modalités expérimentales, sans modification de l'accord de bloc RFP actuellement en vigueur.

5.2.3 Mise en oeuvre

Une mise en oeuvre de l'expérimentation en 3 étapes est proposée par RTE.

5.2.3.1 Parallel run

RTE calcule tous les jours une prescription prenant en compte le post-traitement proposé pour une durée d'un mois.

Cette étape permet de valider la faisabilité SI du traitement manuel. Sa faisabilité opérationnelle doit tout de même être étudiée notamment pour s'assurer de la maîtrise du risque de transmission en production d'une prescription modifiée manuellement.

Ces résultats sont analysés et la proposition définitive est approuvée en interne RTE.

RTE tient à disposition des acteurs les résultats de son post-traitement afin qu'ils étudient la faisabilité de répondre à cette prescription. Le post traitement a été implémenté de façon simple et rapide dans le SI de RTE, sans incidence sur les développements en cours en vue des transformations liées aux projets européens ou français.

Ce parallel run s'est déroulé fin 2019 en interne RTE.

5.2.4 Go Live

Suite à la première étape de Parallel run, un REX sera mené fin 2020 afin d'étudier de possibles modifications de la méthodologie de l'expérimentation en fonction des retours des acteurs et de l'analyse de RTE.

Le Go Live de l'expérimentation, avec transmission d'une prescription d'aFRR modifiée aux acteurs en J-1, devrait être planifiée au 3e trimestre 2020 pour aller jusqu'à la mise en place de la nouvelle méthodologie de contractualisation (3^e trimestre 2021).

Cette expérimentation ne nécessite aucun changement pour les acteurs en termes d'échange

⁹ http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/180914_Accord_de_bloc_RFP_France.pdf



de données SI ou d'interface particulière, tout est porté par RTE.

5.2.5 Critères d'évaluation

La principale difficulté pour évaluer l'impact de cette modification de prescription est liée au fait qu'elle n'entraînera pas forcément, sur tous les pas horaires, une augmentation de l'aFRR effectivement disponible au programme de marche en fonction :

- Des arbitrages entre respect de la prescription par les acteurs versus paiement des pénalités associés
- Des aléas affectant les fournisseurs d'aFRR
- De l'ajustement à la baisse sur les moyens pouvant entraîner la perte de l'aFRR du programme d'appel.
- De l'éventuel gain réalisé par les acteurs en ne réservant pas de capacités d'aFRR sur les heures 10, 11 et 12 mais sur les heures 1 et 24.

RTE propose une méthode d'évaluation de l'expérimentation sur plusieurs points:

- Comparaison de l'aFRR disponible au Programme de Marche « PM » sur les créneaux [22h30 ; 01h30] et [09h ; 12h] de la Semaine X 2018 avec la semaine X 2019. On identifie ainsi l'impact réel de la modification de la méthode de prescription sur l'aFRR effectivement au programme de marche
- Recalcul d'un ACE théorique avec une activation d'aFRR
 - amputée du gain moyen calculé précédemment sur la semaine sur les créneaux [22h30 ; 01h30]
 - augmentée du gain moyen calculé précédemment sur la semaine sur les créneaux [09h ; 12h]
- Comparaison des indicateurs SO GL sur l'ACE réel et sur l'ACE recalculé pour identifier le gain sur les indicateurs de qualité du réglage.

Synthèse des propositions :

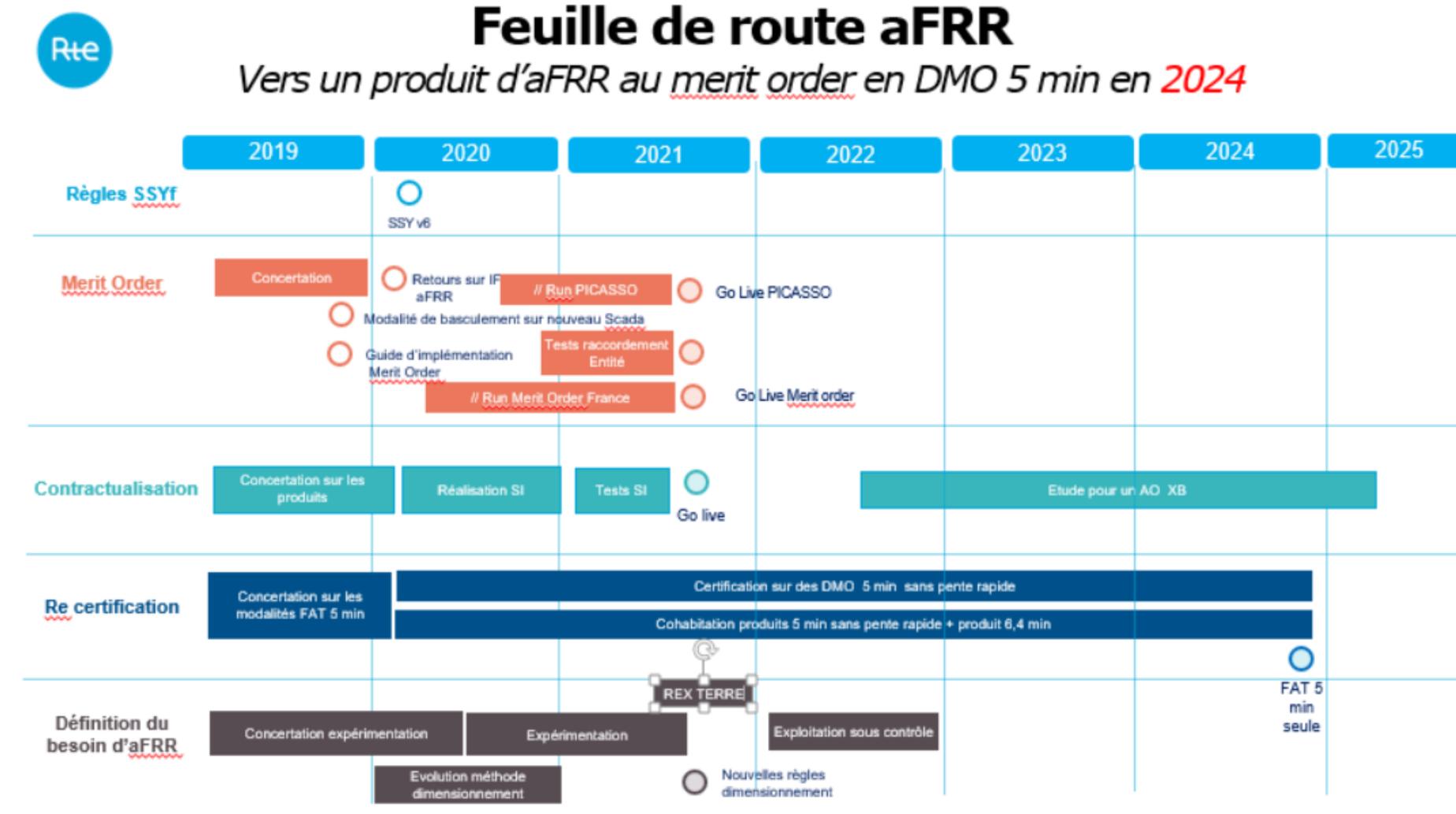
Concernant les évolutions liées au dimensionnement de l'aFRR, RTE propose de :

(i) concerter l'évolution des règles de dimensionnement début 2020 pour une entrée en vigueur en Janvier 2021, et une application au passage en appel d'offre (échéance T3 2021)

(ii) d'expérimenter à partir de mi 2020, une répartition des volumes calculés selon la méthode actuelle, sur les heures du matin et du soir.

(iii) de continuer cette expérimentation jusqu' à la mise en place de l'appel d'offre T3 2021)

6. Annexe 1 : Synthèse du projet de Feuille de Route aFRR



7. Annexe 2 : Etude d'impact de levée de la pente rapide

Afin d'étudier l'impact sur la sûreté du réseau de la suppression de la pente rapide et du passage au Merit Order, RTE a étudié des cas d'utilisation de la pente rapide.

1. Cas d'utilisation occasionnel :
 - Déclenchement d'un groupe nucléaire couplé à un aléa défavorable conduisant à un déséquilibre supérieur à notre incident dimensionnant à la hausse de 1500 MW
2. Cas d'utilisation récurrent :
 - Passage de parallèle d'export importante supérieur à l'incident de dimensionnement RTE de 1500 MW (de l'ordre de 2 à 4 GW)
 - Passage de parallèle structurante avec changement de mix de production important (sans pour autant avoir de changement significatif sur les échanges)

Par exemple, l'étude a analysé les simulations de réponse à un déclenchement et un passage de parallèle, avec des variantes sur la durée de la FAT (300s ou 400s).

Les critères d'évaluation ont porté sur :

- La réactivité de l'aFRR comparée à la réactivité du scénario de référence en prorata avec pente rapide (Le temps pour ramener l'équilibre au moins à hauteur du scénario de référence)
- La moyenne 15min de l'ACE qui va compter pour la qualité du réglage RTE

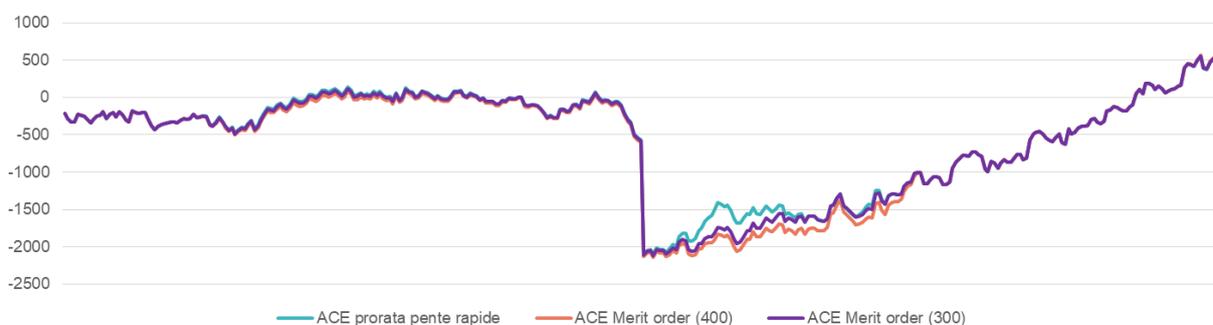


Figure 1 : Exemple : 01/12/16 de 00h00 à 00h30, simulation réponse à un déclenchement à 00h15 de 1500 MW compensé par de la mFRR standard

Résultats	Prorata avec pente rapide	FAT 400	FAT 300
Délai supplémentaire pour ramener l'ACE au moins à hauteur de l'ACE du prorata avec pente rapide	0	+ 480 s	+ 265 s
Moyenne ACE sur le pas 15min (mFRR standard) comptant dans la	- 955 MW	- 1043 MW	- 997 MW

qualité de réglage RTE			
------------------------	--	--	--

Partant du principe que la pente rapide permet de limiter l'impact fréquence sur un déclenchement, la résorption de l'impact va prendre 5 minutes de plus avec une FAT 300 secondes et 8 minutes de plus avec une FAT 400 secondes.

A titre de comparaison avec le basculement en état d'alerte du système électrique sur critère fréquence (5 min à 100 mHz, 15 min à 50 mHz), l'impact FAT 300 secondes seul semblerait plus acceptable dans ces conditions.

La dégradation sur la qualité de réglage est relativement limitée avec de la FAT 300 secondes contrairement à la FAT 400 secondes.

Le full access to CMOL (l'accès complet aux offres partagées à la plateforme Picasso) via la plateforme Picasso, n'est pas intégré dans ces conclusions (car n'étant pas garanti), mais pourrait aussi aider statistiquement à compenser plus efficacement ce genre de situation.

Nota : Sur la qualité de réglage, RTE considère que l'impact est nettement plus marqué par la capacité de réaction de la mFRR (5min en pratique aujourd'hui, 15min demain avec le produit standard MARI).

En effectuant les mêmes analyses sur les cas de passage de parallèle importante, on peut obtenir des situations exemples comme suit :

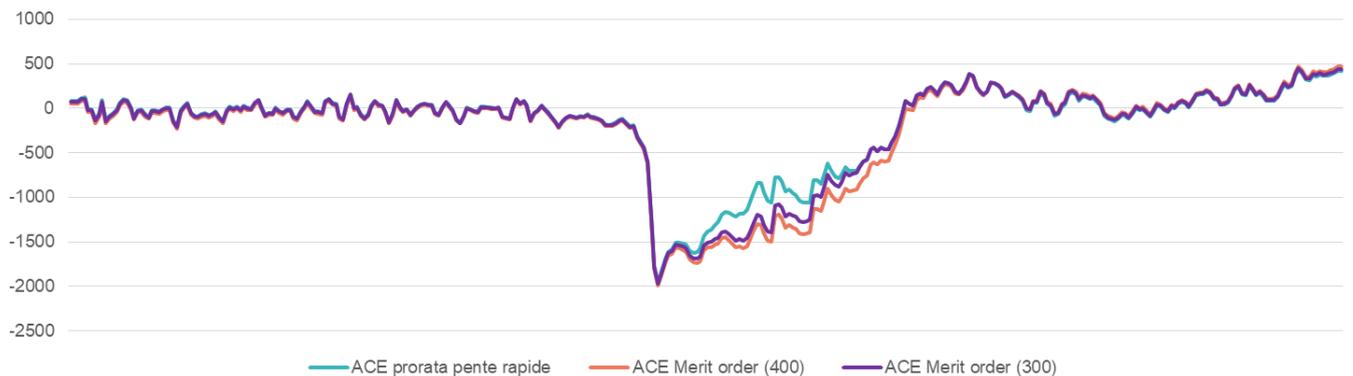


Figure 2 : Exemple : Parallèle de 21h du 27/08/2016

Exemple Figure 3	Prorata avec pente rapide	FAT 400	FAT 300
Délai supplémentaire pour ramener l'ACE au moins à hauteur du prorata avec pente rapide	0	+ 475 s	+ 295 s
Délai pour ramener l'ACE à une valeur inférieure de l'incident dimensionnant (1500 MW)	56 secondes	108 s	64 s
Moyenne ACE sur le pas 15min	- 168 MW	- 246 MW	- 211 MW

Il y a le même ordre de temps de résorption de l'ACE sur une parallèle avec 5 minutes de plus que le



pro rata et pente rapide, pour une FAT 300 secondes et 8 minutes de plus avec une FAT 400 secondes.

Il y a un temps similaire de réponse entre le prorata avec pente rapide et la FAT 300 pour ramener l'ACE sous l'incident dimensionnant. Il y a un double de temps pour la FAT 400 s.

La dégradation sur la qualité de réglage est relativement limitée avec de la FAT 300 secondes contrairement à la FAT 400 secondes qui donnerait lieu à un incrément du critère level 1 de SOGL (seuil de 226 MW) avec une FAT 400 secondes.