Consultation sur l'évolution des règles Services Système Fréquence

Document d'accompagnement à la consultation

05 mars 2020

Table des matières

1 Exposé des motifs 5

2 Evolutions liées à la contractualisation de la Réserve Primaire : seconde étape 7

2.1 Introduction 7
2.2 Evolution concernant la fréquence des enchères et la durée des produits 7
2.3 Evolution sur le paiement des capacités 7
2.4 Evolution concernant les caractéristiques des offres 8
2.5 Précision sur le mode de repli 8
2.6 Rappel du planning prévisionnel 8

3 Evolution du produits d'aFRR : passage à un delai de mobilisation de 300s 8

3.1 Possibilité de Certification en 300s des capacités de réserve secondaire 8
3.2 Proposition RTE d'introduction de l'annexe 16 pour la certification des entités en 300s 9
3.3 Articulations avec la DTR 9
3.4 Liens avec le contrôle périodique 9
3.5 Possibilité de certifier plus rapidement que en 300s 9
3.6 Contrôle de performance 10

4 Evolution de l'activation de la réserve secondaire selon la preseance economique 10

4.1 Activation au Merit Order 10
4.2 Possibilités sur la soumission des offres d'aFRR par les responsables de réserves 10
4.3 Description des offres d'aFRR 11
4.4 Principe de la gestion des offres d'aFRR 13
4.5 Processus liés au dépôt des offres d'énergie d'aFRR 14
4.6 Création des offres activables par RTE : matching avec le programme de marché 15
4.7 Evolution et contractualisation dans l'Annexe 4 16
4.8 Rémunération des offres activées 16
4.9 Articulation entre les offres d'énergie d'aFRR et la programmation au sens MA/RE 17

5 Déclinaison du Règlement *Emergency and Restoration* 19

5.1 Contexte 19
5.2 Proposition 19

6 Evolution des définitions 21

6.1 Introduction des définitions de stockage 21

7 Clarification des critères de la Réserve Primaire 22

7.1 Contexte sur les performances 22
7.2 Proposition de RTE 23
7.3 Précision sur le processus de certification pour les EDR à réservoirs à énergie limitée fournissant de la FCR 23

8 Evolutions des dispositions transitoires 24

8.1 Participation expérimentale des sites de soutirage raccordés au RPD et des moyens de stockage hors STEP à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire 24
8.2 Expérimentation de la participation des Entités de Réserve de type injection multi EDP 24
8.3 Expérimentation relative à l'utilisation de sous-mesures 25
8.4 Evolution du cadre expérimental relatif à l'agrégation injection soutirage 26
8.5 Expérimentation relative à la mesure de fréquence centralisée 27
8.6 Expérimentation sur l'évolution de la composition d'une Entité de Réserve composée de sites diffus 29

9 Annexation de la trame de certification à la FCR pour les moyens de stockage ou les agregats 29

9.1 Contexte 29
9.2 Propositions RTE 29

10 Autres evolutions 31

10.1 Evolutions permettant la mise en place de l'expérimentation sur le mode de calcul du besoin de RTE en Réserve Secondaire 31
10.2 Mise à jour des exigences de RTE en terme de remontée de données en lien avec les règles SI 32

10.3 Mises à jour en lien avec les règles MA-RE 32
10.4 Abaissement de la notation des garants pour la Garantie Bancaire 34
11 Annexe 1 – Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre 35

1 EXPOSE DES MOTIFS

La construction du marché intérieur de l'électricité constitue une ambition politique forte de l'Union européenne. Dans ce contexte, les modalités actuelles régissant l'équilibrage du système électrique français sont amenées à évoluer significativement au cours des prochaines années dans le but de poursuivre l'émergence d'un marché européen de réserves primaire et secondaire et d'accompagner efficacement la transition énergétique.

Les grands axes de l'européanisation ont été définis en premier lieu par le règlement européen (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après « System Operation Guideline » ou « SOGL ») et par le règlement (UE) 2017/2195 du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après « Electricity Balancing Guideline » ou « EBGL ») entré en vigueur le 18 décembre 2017.

De plus, les textes issus du 4ième paquet énergie sont entrés en vigueur mi-2019, avec notamment le règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après règlement Electricité). Très attendu par les parties prenantes du secteur, ce paquet « une énergie propre pour tous les Européens » est la traduction législative de l'Union de l'énergie et vise notamment à accompagner le développement des énergies renouvelables. En ce sens, et alors que les objectifs climatiques et environnementaux sont plus que jamais au cœur de la politique énergétique de l'Union et de ses membres, cela constitue un paquet législatif majeur et emportant des modifications significatives du cadre réglementaire.

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

Dès 2016, les travaux européens ont commencé à travers les projets de la FCR Cooperation et le projet PICASSO pour la mise en œuvre d'une plateforme européenne de réserve de restauration automatique de la fréquence. Etape importante de la déclinaison de règlement EBGL, l'ACER a publié le 24 Janvier 2020, sa décision 02/2020 sur le cadre de mise en œuvre de la plateforme d'aFRR au titre de l'Article 21 du règlement EBGL. En déclinaison du règlement SOGL, la CRE a approuvé via la délibération 2019-048, le 14 mars 2019, la proposition de RTE concernant les méthodologies et conditions de l'accord opérationnel de bloc RFP (Réglage Fréquence-Puissance) France, dit « accords de bloc RFP de RTE » encadrant le dimensionnement des réserves mFRR, aFRR et FCR.

Afin de préparer les évolutions liées aux déclinaisons des codes, le groupe de travail (« GT ») « Evolutions des règles SSYf » de la Commission accès au marché (« CAM ») du CURTE se poursuit dans un processus de concertation avec les acteurs de marché : huit réunions du GT SSYf se sont tenues depuis le début de l'année 2019 et ce processus de concertation se poursuivra a minima jusqu'à la mise en œuvre de la plateforme européenne, attendue pour le 3e trimestre 2021.

L'émergence et la montée en puissance des demandes de fourniture de réserve primaire à l'aide de moyens de stockage, couplés à d'autres entités sont également un enjeu pour les évolutions du cadre national, ainsi que la possibilité de réaliser les réserves à l'aide de capacités diffuses, comme les véhicules électriques.

En février 2020, RTE a publié sous le site concerte et en GT SSYf, une feuille de route concernant les modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire et présentant les évolutions envisagées sur les 2 ans à venir. Les premières étapes de la feuille de route sont aujourd'hui déclinées dans la proposition de règles services système faisant l'objet de la présente consultation.

La proposition de règles inclut notamment les évolutions suivantes :

- La prise en compte des propositions d'évolution des modalités de la contractualisation de la capacité de réserve primaire par l'appel d'offre transfrontalier en continuité des évolutions faites en 2019, et en cohérence avec les articles 33 et 34 du règlement EBGL ;
- La définition du produit de réserve secondaire avec un délai de mobilisation de 300s, avec en annexe une trame de certification des entités fournissant de l'aFRR pour un passage en une activation en 300s ;
- L'introduction de l'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique en lien avec l'article 21 du code EBGL et de la gestion des offres d'aFRR associée ;
- La mise en cohérence des produits de réserve avec les articles 154, 155, 156 et 158 de SOGL ;
- Une évolution des dispositions transitoires via des cadres expérimentaux relatifs (i) à l'insertion des moyens de stockage pour la participation à la réserve primaire et à la réserve secondaire ; (ii) au recours à la sous mesure et (iii) à la réalisation des réserves par des moyens pilotés de façon centralisée ;
- L'ajout en annexe d'une trame de certification pour les entités de type diffus ou de type agrégats, avec ou sans stockage, voulant fournir de la réserve primaire.

D'autres évolutions plus mineures des règles sont proposées ; celles-ci sont présentées au chapitre 10.

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

Le présent document vise à décrire les modifications que RTE propose d'apporter aux règles SSYf à la lumière des travaux menés dans le cadre de la concertation et des retours à l'appel à contributions.

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de texte au 30 Juin 2020 après instruction et approbation par la CRE.

2 EVOLUTIONS LIEES A LA CONTRACTUALISATION DE LA RESERVE PRIMAIRE : SECONDE ETAPE

2.1 Introduction

Dans le cadre de la FCR Cooperation, dont fait partie RTE, l'ensemble des GRT ont établi conjointement des propositions d'évolutions des modalités relatives à la contractualisation de la capacité de réserve primaire. Ces documents ont été adressés à l'ensemble des régulateurs de la FCR Cooperation en Avril 2018. Une version amendée du document a ensuite été soumise en Octobre 2018 puis validée par l'ensemble des régulateurs des pays de la FCR Cooperation en Janvier 2019.

Les propositions sont décrites et argumentées dans le rapport de consultation, consultation intervenue entre les 15 janvier et 15 février 2018 ainsi que dans la proposition amendée, qui sont disponibles sur le site de la FCR Cooperation[1].

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

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

Cette évolution est faite en deux étapes. Une première étape a consisté au passage d'un appel d'offres hebdomadaire pour des produits à base hebdomadaire à une enchère journalière en J-2 (jours ouvrés) pour des produits journaliers. La première enchère journalière s'est tenue le 27 Juin 2019 pour une livraison le 1er Juillet 2019.

La seconde étape correspond au passage à un appel d'offres journalier en J-1 tous les jours pour des produits de 4h portant sur les périodes de livraison suivantes : [0h ; 4h [; [4h ; 8h [; [8h ; 12h [; [12h ; 16h [; [16h ; 20h [et [20h ; 24h [. La date correspondant à cette étape, nommée date K dans les règles est estimée au 1er juillet 2020 pour le premier jour de livraison. La première enchère journalière pour des produits 4h devrait donc se tenir le 30 juin 2020. La date exacte sera confirmée aux responsables de réserve avec un préavis d'un mois.

Pour chaque appel d'offres portant sur le jour J, les offres pourront être déposées, comme c'est le cas actuellement, à partir de 14 jours avant. L'heure limite de dépôt des offres est 8h le jour de l'appel d'offres. La publication des résultats se fera au plus tard à 8h30 le même jour.

2.3 Evolution sur le paiement des capacités

Les modalités de paiement des capacités ont évolué au 1er juillet 2019. Les capacités contractualisées par les GRT sont payées depuis cette date au prix marginal local c'est-à-dire au prix de l'offre la plus chère retenue sur la zone géographique du GRT. Ce principe n'est pas remis en cause.

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

2.4 Evolution concernant les caractéristiques des offres

Il a été apporté une précision dans les règles sur la possibilité de soumettre des offres indivisibles, ouverte depuis le 1er Juillet 2019. La taille maximale possible pour une telle offre est de 25MW. Une offre indivisible peut cependant être paradoxalement rejetée, c'est-à-dire non retenue alors que son prix d'offre est inférieur au prix marginal local.

Les offres exclusives ne sont pas autorisées. Il n'est pas possible de lier des offres.

2.5 Précision sur le mode de repli

Dans les cas où l'appel d'offres échoue sur une des périodes contractualisées, les responsables de réserve seront informés au plus tard deux heures après la fin de la limite de dépôt d'offres. Dans ce cas le mode de contractualisation sur la ou les périodes sur lesquelles portait l'appel d'offres est la contractualisation par obligations. Ainsi, après le passage à des produits de 4h, en cas de problème lors de l'appel d'offres sur une des périodes de livraison d'un des produits, le passage à la contractualisation par obligation concerne la journée entière sur laquelle portait l'appel d'offres. La prescription portera alors sur les producteurs obligés et sera basée sur les fichiers PAP et PAP2.

2.6 Rappel du planning prévisionnel

RTE prévoit de présenter les premières spécifications des fichiers d'offre en GT SSY en mars 2020. Le guide d'implémentation comportant des exemples de fichiers sera publié fin mars. Une période de test pour les acteurs sera organisée par la FCR Cooperation entre mai et mi-Juin.

3 EVOLUTION DU PRODUITS D'AFRR : PASSAGE A UN DELAI DE MOBILISATION DE 300S

Le présent rapport d'accompagnement ne reprend pas les éléments de la feuille de route RTE sur les évolutions de l'aFRR. Il précise certains points et choix de rédaction des règles

L'ACER a validé le cadre de mise en œuvre pour le partage des offres nationales au niveau Européen sur la plateforme PICASSO. Notamment, l'ACER a validé que le délai de mobilisation ou FAT (Full Activation Time) du produit d'aFRR pour passer d'un niveau 0 à +1 doit être harmonisé à une valeur de de 300s contre 400s actuellement en vigueur en France.

3.1 Possibilité de Certification en 300s des capacités de réserve secondaire

A fin 2024, le produit d'aFRR devra avoir une FAT de 300s. Afin de préparer ce passage de 400s à 300s, RTE propose aux responsables de réserve de pouvoir, dès l'entrée en vigueur des règles, certifier de nouvelles capacités ou recertifier des capacités existantes en 300s.

De plus, afin de laisser aux acteurs la possibilité d'offrir plus de volume de réserve secondaire, RTE souhaite permettre de ne plus être en capacité en exploitation de devoir suivre la pente rapide dès que le volume de réserve secondaire activable en 300s est supérieur au volume activable en 400s avec pente rapide.

En déclinaison du code européen de raccordement RFG (Requirement for Generator), RTE a concerté la mise à jour de la DTR et a proposé des évolutions afin de laisser la possibilité d'être certifié en FAT 300s sans la contrainte de pente rapide ou en 400s avec la contrainte de pente rapide.

3.2 Proposition RTE d'introduction de l'annexe 16 pour la certification des entités en 300s

RTE propose en annexe des présentes règles SSYf, un projet de trame de recertification des unités en FAT 300s. Cette trame a été partagée et des échanges ont eu lieu avec les acteurs de marché. L'annexion aux règles SSYf permettra des révisions plus rapides pour la prise en compte des remarques des acteurs. De plus, elle permettra de distinguer les obligations réglementaires au titre des arrêtés de raccordement et les obligations du produit de marché d'aFRR. En effet, jusqu'à présent seules les obligations de pente rapide et un minimum de volume de réserve secondaire étaient obligatoires dans les arrêtés, le temps d'activation de l'aFRR était donné dans la DTR. Le code EBGL par la déclinaison de l'article 21 dans le cadre de mise en œuvre décidé par l'ACER fixe la FAT à 300s à fin 2024.

3.3 Articulations avec la DTR

Il y a à ce jour dans la DTR, 2 types de trames, une pour la certification des capacités constructives et une autre pour les contrôles périodiques. La nouvelle trame sera en annexe des règles SSYf avec application à l'entrée en vigueur des règles. Cela sera une certification « Marché ».

Les certifications aux titres des capacités constructives sont liées aux exigences de l'arrêté de raccordement. Le contrôle périodique sera fait via les trames de la DTR car il vérifie la tenue des capacités constructives.

Il y a aura donc dans un premier temps :

- 1 fiche « capacités constructives » avec pente rapide ;

- 1 fiche « certification » 300s.

En décembre 2024, quand l'aFRR passera en 300s (5 minutes), la notion de pente rapide sera supprimée pour les nouvelles unités (ou unités modifiées substantiellement), et on aura alors plus qu'une seule fiche (la fiche « certification » 300s).

Au titre de SOGL (dans les règles SSYf), tous les 5 ans les contrôles « marchés » sont faits, en lien avec les contrôles périodiques.

3.4 Liens avec le contrôle périodique

Le contrôle périodique a pour objectif de vérifier le maintien des capacités constructives définies lors du raccordement de l'unité, les contrôles réalisés au titre de SOGL (tous les 5 ans) ont pour objectif de vérifier le maintien des capacités certifiées (qui peuvent être plus importantes que les capacités constructives). Si l'acteur n'a pas demandé de certifier des capacités plus grandes que les capacités constructives, ces deux contrôles peuvent être mutualisés.

3.5 Possibilité de certifier plus rapidement que en 300s

RTE laisse la possibilité aux responsables de réserve de certifier des capacités qui réagiraient plus rapidement que 300s. Les volumes associés et les rampes de hausse ou de baisse ainsi certifiées seraient de même contractualisés dans l'annexe 4. En activation selon la préséance économique, le responsable de réserve pourra ainsi offrir la rampe certifiée ou la rampe minimale (300s en 2024) dans ses offres d'aFRR.

3.6 Contrôle de performance

Les modalités des contrôles de performance sont inchangées. Les contrôles s'adapteront à la vérification des engagements des EDR et de leurs performances indiquées en annexe 4.

Précision concernant le délai maximum de réaction de 2s

L'exigence d'un délai maximum de 2s pour le début de variation de charge est indiquée dans la fiche de certification. Cette exigence était déjà présente dans le projet de trame « capacités constructives » qui a fait l'objet d'une concertation par RTE en 2019.

Cette exigence est en lien avec notre proposition sur la trame capacité constructive. Techniquement, RTE estime que le délai d'activation du réglage secondaire n'a pas de raison d'être différent de celui pour le réglage primaire (il est bien question ici du début de la réaction lorsqu'un écart de fréquence est détecté). C'est la raison pour laquelle la valeur de 2s a été reprise ici.

4 EVOLUTION DE L'ACTIVATION DE LA RESERVE SECONDAIRE SELON LA PRESEANCE ECONOMIQUE

En Février 2020, RTE a publié sous le site concerte et en GT SSYf, ses propositions sur les évolutions des modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire. A ce titre, RTE a engagé des modifications dans la façon d'activer la réserve secondaire, via un changement de son SCADA. L'activation de la réserve secondaire va passer du prorata à une activation selon la préséance économique.

L'énergie activée de la réserve secondaire au prorata est actuellement rémunéré au prix Spot Day Ahead. Dans une activation selon la préséance économique (ou Merit order), les responsables de réserve doivent pouvoir soumettre des offres d'aFRR à RTE pour permettre d'activer la Réserve et pouvoir partager ces offres au niveau Européen.

L'Article 11 des règles a été introduit pour décrire la gestion des offres déposées par les responsables de Réserve.

Le rapport d'accompagnement reprend les descriptions du guide d'implémentation des offres d'aFRR présentées en GT SSYf et disponible sous le site RTE avec les règles SI SSYf.

4.1 Activation au Merit Order

En vue du passage à l'activation au merit order de la réserve secondaire, RTE propose de ne plus mentionner le centrage du Niveau N autour de 0. Les niveaux seront individualisés et activés selon les prix des offres d'aFRR ; ces offres étant de plus partagées au niveau Européen, RTE ne peut garantir une activation centrée sur 0. Le paragraphe 3.6 est ainsi modifié.

4.2 Possibilités sur la soumission des offres d'aFRR par les responsables de réserves

Lors de la concertation sur la formalisation des offres, les acteurs ont souhaité pouvoir proposer différents prix en fonction des volumes programmés. Cela permet de refléter différents rendements et les coûts de production associés.

Plusieurs solutions ont été instruites en GT SSYf au cours de l'année passée :

1. Le responsable de réserve soumet une offre avec un volume et un prix basé sur son programme d'appel ;
2. Le responsable de réserve soumet une offre par point de fonctionnement possible des entités de réserve.

L'option 1 ne permettait pas de valoriser les volumes d'aFRR qui seraient programmés à la suite d'un ajustement passé par RTE. L'option 2 faisait porter le risque que les points de fonctionnement ne soient pas cohérents entre RTE et les acteurs. La possibilité de pouvoir soumettre 3 plages de volume, 3 prix associés, pour chaque sens d'offre est donc proposée.

L'intérêt pour l'acteur et pour RTE est que pour tout ajustement passé en amont de la période de validité ou dans la période de validité, et ayant un changement du programme de marche sur la réserve secondaire puisse pouvoir être reflété dans les offres d'aFRR. Ces offres pourront ainsi être valorisées par les acteurs de marché sur la plateforme européenne.

Sans cette possibilité d'offrir tout le volume certifié, le passage d'ajustement modifiant les programmes de services système pourrait conduire à ne pas pouvoir partager les offres à la plateforme et ne pas pouvoir être activé par RTE, et donc priver les acteurs de la valorisation associée et RTE des réserves programmées.

4.3 Description des offres d'aFRR

Une offre d'aFRR doit contenir les éléments suivants :

- Une EDR : le nom de l'EDR ;
- Une période de validité de 15 minutes ;
- Une plage de volume activable (en MW) : il s'agit de la fourchette de volume minimal et maximal associée à une offre de prix ;
- Le prix correspondant à ce volume (en €/MWh) ;
- Une rampe (en secondes) : durée maximale pour passer de 0 au volume offert ;
- Une direction (à la hausse ou à la baisse).

Pour chaque EDR, chaque période de validité et chaque direction, un prix doit être donné par le responsable de Réserve pour chaque plage de volumes. En pratique, des plages de volumes pourront se voir appliquer un même prix.

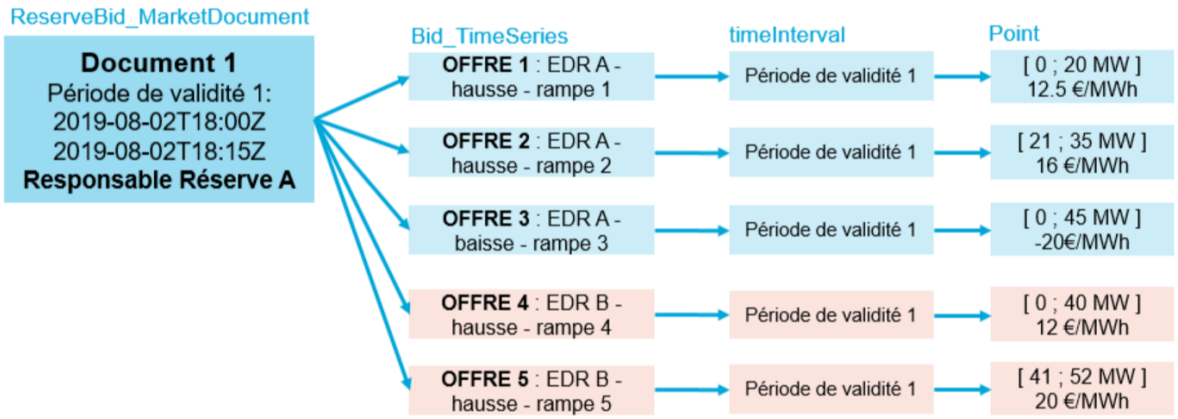


Figure 1 Exemple de fichier d'offre

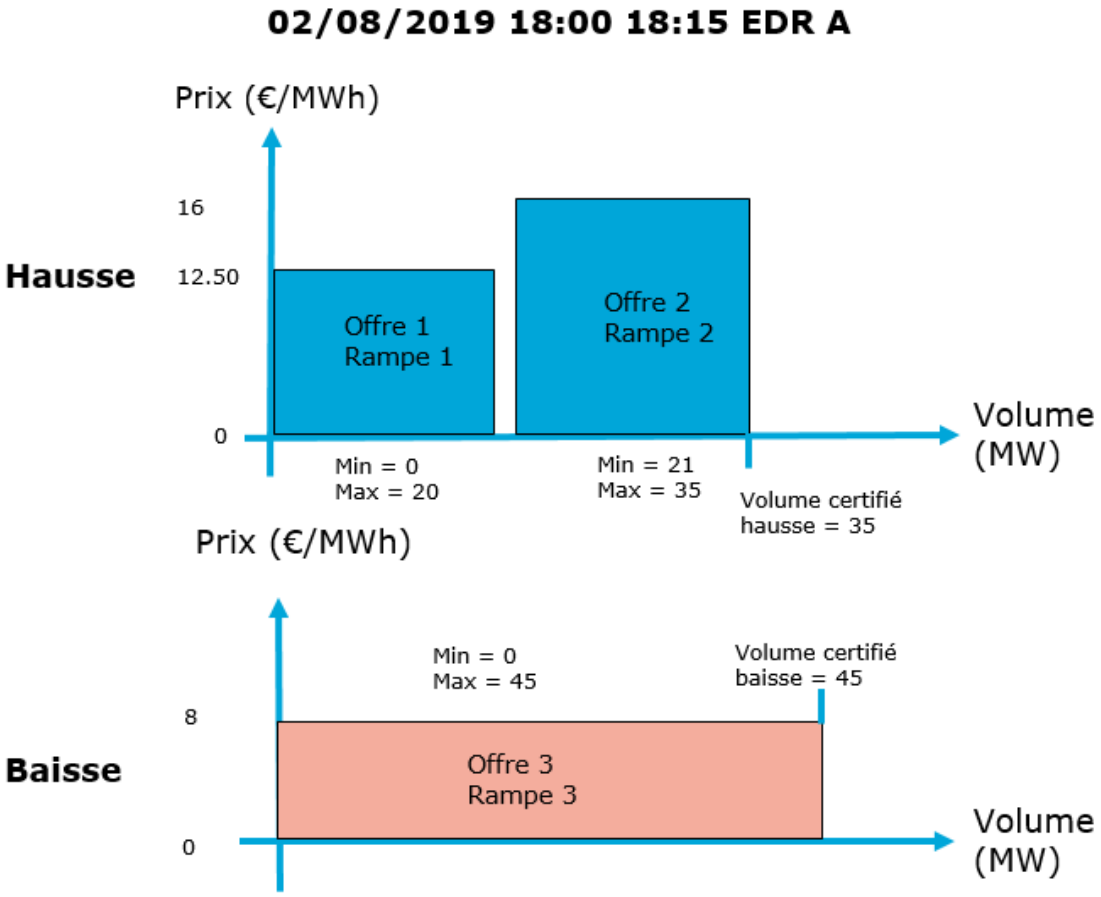


Figure 2 : Illustration de l'offre de l'EDR A

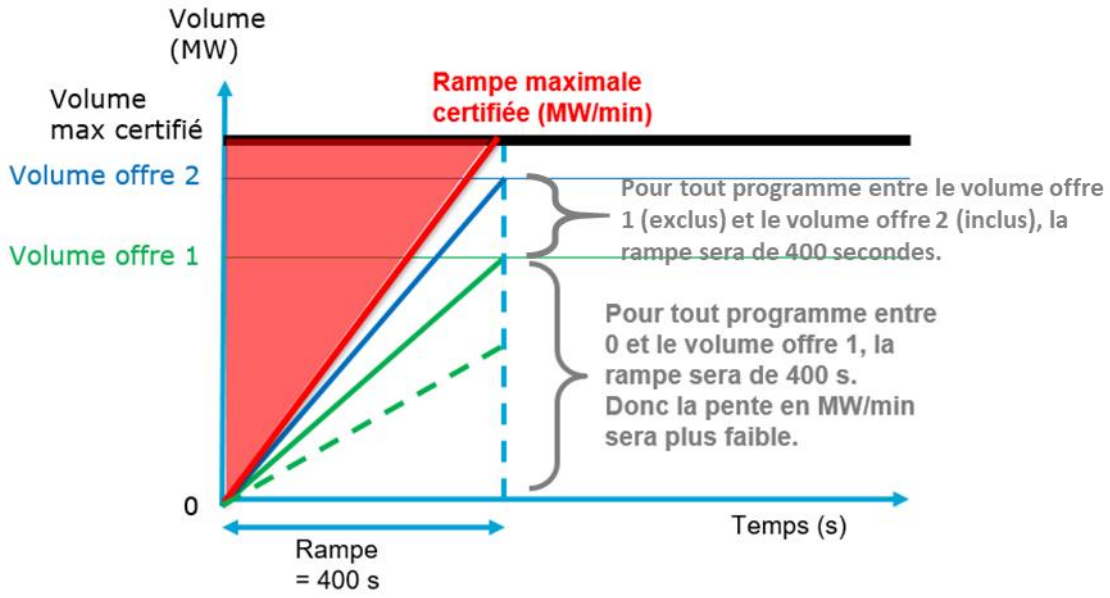


Figure 3 : Illustration de la rampe

4.4 Principe de la gestion des offres d'aFRR

Pour la sureté et l'équilibre en temps réel du réseau, RTE doit pouvoir activer la réserve secondaire à tout moment. La gestion des offres, par les acteurs et par RTE, vise de satisfaire cet objectif, tout en laissant la possibilité aux acteurs de pouvoir optimiser au mieux leurs moyens en prenant en compte leurs différentes contraintes.

L'application TOPNIVEAU constitue le Front-Office de RTE pour le dépot des offres d'aFRR par les acteurs français (étant « Responsables de Réserve » et ayant des capacités certifiées par RTE d'aFRR). L'application réalise les traitements principaux suivants :

- réception et contrôle des offres déposées ;
- gestion des offres manquantes ;
- choix des offres selon le programme de marche ;
- ordonnancement selon la préséance économique ;
- transmission au SCADA RTE et à la plateforme européenne PICASSO pour activation en temps réel.

4.5 Processus liés au dépôt des offres d'énergie d'aFRR

4.5.1 Ouverture et fermeture du marché

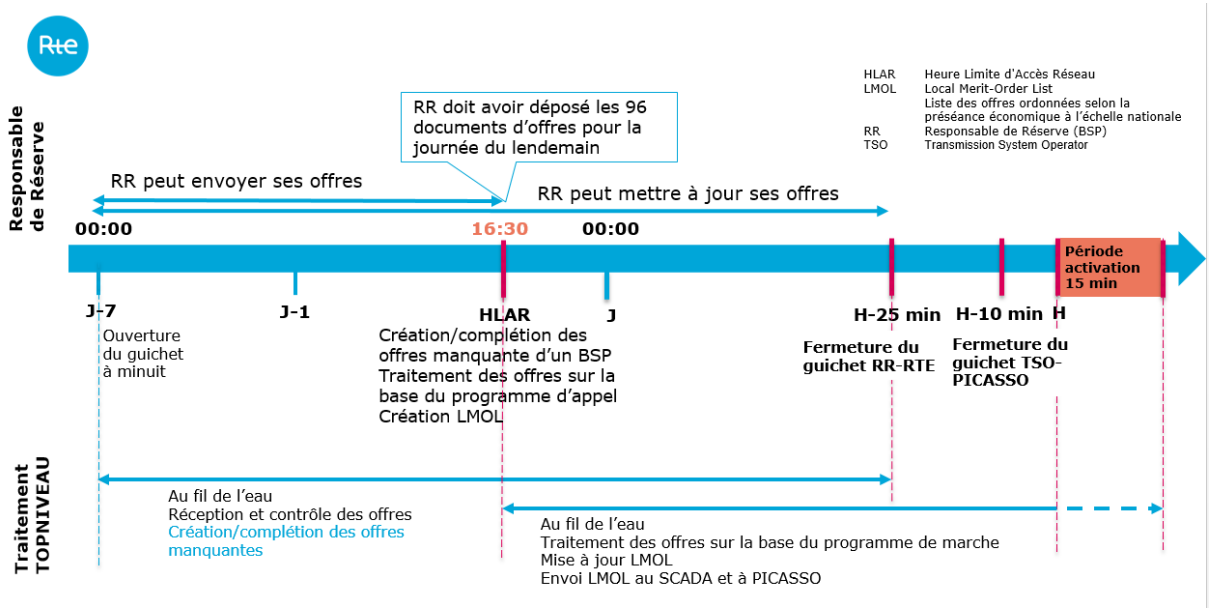
Le Responsable de Réserve doit déposer avant l'heure limite d'accès au réseau (HLAR) les offres Hausse et Baisse pour l'ensemble des EDR certifiées de son périmètre de réserve. La transmission des offres est permise à partir de J-7 minuit. Il est donc possible de déposer des offres pour l'ensemble de la journée dans 7 jours.

En infra journalier, le responsable de réserve a la possibilité de mettre à jour une ou plusieurs offres déjà déposées via l'envoi d'un ou plusieurs documents.

Chaque document nouvellement reçu pour une période de validité donnée vient remplacer le document précédemment reçu pour cette même période de validité. Les mises à jour sont gérées selon un mode d'annule et remplace du document, et non par delta.

Ainsi, si on annule un document on passe toutes les offres du dernier document en obsolète. Une offre qui n'est pas présente dans une version de document entraîne son annulation en base de données.

Un document peut être envoyé au plus tard 25 minutes avant le début de la période de validité.



4.5.2 Création des offres par RTE

Une fois HLAR passée, en cas d'absence d'offres pour une EDR ou d'offre refusée par les contrôles métier, RTE crée les offres (à la hausse et à la baisse en fonction du besoin) avec les règles suivantes :

	Hausse	Baisse
Volume minimum	0	0
Volume maximum	Volume certifié hausse	Volume certifié baisse

Prix	Prix de l'offre à la hausse de l'EDR de la période de validité 23h45-minuit de la journée J-1 par rapport à la date de dépôt du fichier	Prix de l'offre à la baisse de l'EDR de la période de validité 23h45-minuit de la journée J-1 par rapport à la date de dépôt du fichier
Rampe	300s ou 400s suivant en fonction de la certification	300s ou 400s en fonction de la certification

4.5.3 Complétion des offres par RTE

Si certaines offres n'existent pas dans le document déposé ou que les contrôles métier conduisent à rejeter des offres (en pratique si les plages de volume ne sont pas continues), alors RTE complète les plages manquantes en utilisant les règles suivantes :

	Hausse	Baisse
Volume minimum	Max(0, volume précédent + 1 MW)	Max(0, volume précédent + 1 MW)
Volume maximum	Min(Volume certifié, Volume suivant-1 MW)	Min(Volume certifié, Volume suivant-1 MW)
Prix	Max du prix de toutes les offres valides à la hausse pour l'EDR pour la période de validité	Min du prix de toutes les offres valides à la hausse pour l'EDR pour la période de validité
Rampe	Max de la rampe de toutes les offres valides à la hausse, dans la limite de la rampe certifiée	Max de la rampe de toutes les offres valides à la baisse, dans la limite de la rampe certifiée

4.5.4 Mode dégradé de dépôt des offres

Dans le cas où un acteur externe ne parvient pas à déposer les documents d'offres sur l'application (problème sur le réseau de l'acteur ou problème de disponibilité de l'accès au Front Office RTE), la possibilité sera offerte de soumettre les offres par email.

Les caractéristiques de ce dépôt sont les suivantes :

- Le document doit être un fichier zip contenant les 96 documents d'offres xml ;
- Le dépôt ne peut se faire en J-1 pour la journée J entre 16h30 (HLAR) et 18h;
- Les règles de contrôle de validité du document et des offres sont réalisées. Les créations/complétions des offres sont aussi réalisées.

4.6 Création des offres activables par RTE : matching avec le programme de marché

Les EDR pouvant être activées doivent avoir un programme de RSh et/ou RSb non nul. Afin de pouvoir créer la liste des offres qui peuvent être activées, RTE assurera le matching de l'offre déposée en fonction du programme de marche.

Le couple associé (Volume, Prix) sera envoyé au SCADA de RTE et à la plateforme PICASSO.

Le matching sera fait au pas 5 min de façon à pouvoir prendre en compte tous les ajustements que pourrait faire RTE sur les EDA et qui pourraient changer les programmes des EDP constituant l'EDR.

4.7 Evolution et contractualisation dans l'Annexe 4

Afin de pouvoir gérer la transition vers une FAT 300s et ne pas attendre la date limite de fin 2024, RTE autorise la certification des EDR en FAT 300s dès l'entrée en vigueur des présentes règles.

En dissociant les caractéristiques des exigences de raccordement, dites « capacités constructives » et les exigences des capacités dites « marchés », et les besoins de vérifier les nouvelles caractéristiques des offres, RTE propose de faire évoluer l'annexe 4 des règles SSYf.

L'annexe 4 évolue également pour la prise en compte des agrégats.

Comme RTE fera des contrôles sur les données envoyées dans les offres sur les volumes (hausse, baisse) et les rampes associées au niveau de l'EDR, ces valeurs doivent être renseignées par EDR.

Les nouveaux champs associés sont donc :

- Capacités Constructives : RPmax (une valeur hausse, et une valeur baisse)
- Capacités Constructives : RSmax (une valeur hausse, et une valeur baisse)
- Capacités Marché (une valeur hausse, et une valeur baisse)
- Capacités Marché : RSmax (une valeur hausse, et une valeur baisse)
- SI Apte à la RS : FAT ou Rampe (secondes) maximum certifiée, pente par défaut (300s ou 400s) Hausse et Baisse
- Réserve max (une valeur hausse, et une valeur baisse)

Voici un exemple d'utilisation des différentes rampes :

Si une EDR est certifiée en 3 min, et que l'offre est sur une rampe de 5 Min : le Niveau Ni sera envoyé sur la base de 5 min et dans les cas de désactivation des offres ou changement de programme, le Niveau Ni est ramené à zéro par RTE conformément à la rampe max certifiée ie 3 min.

Si une offre est avec une rampe historique de 6.4min, le niveau Ni sera envoyé sur 6.4min et la rampe de désactivation sur 6.4 min

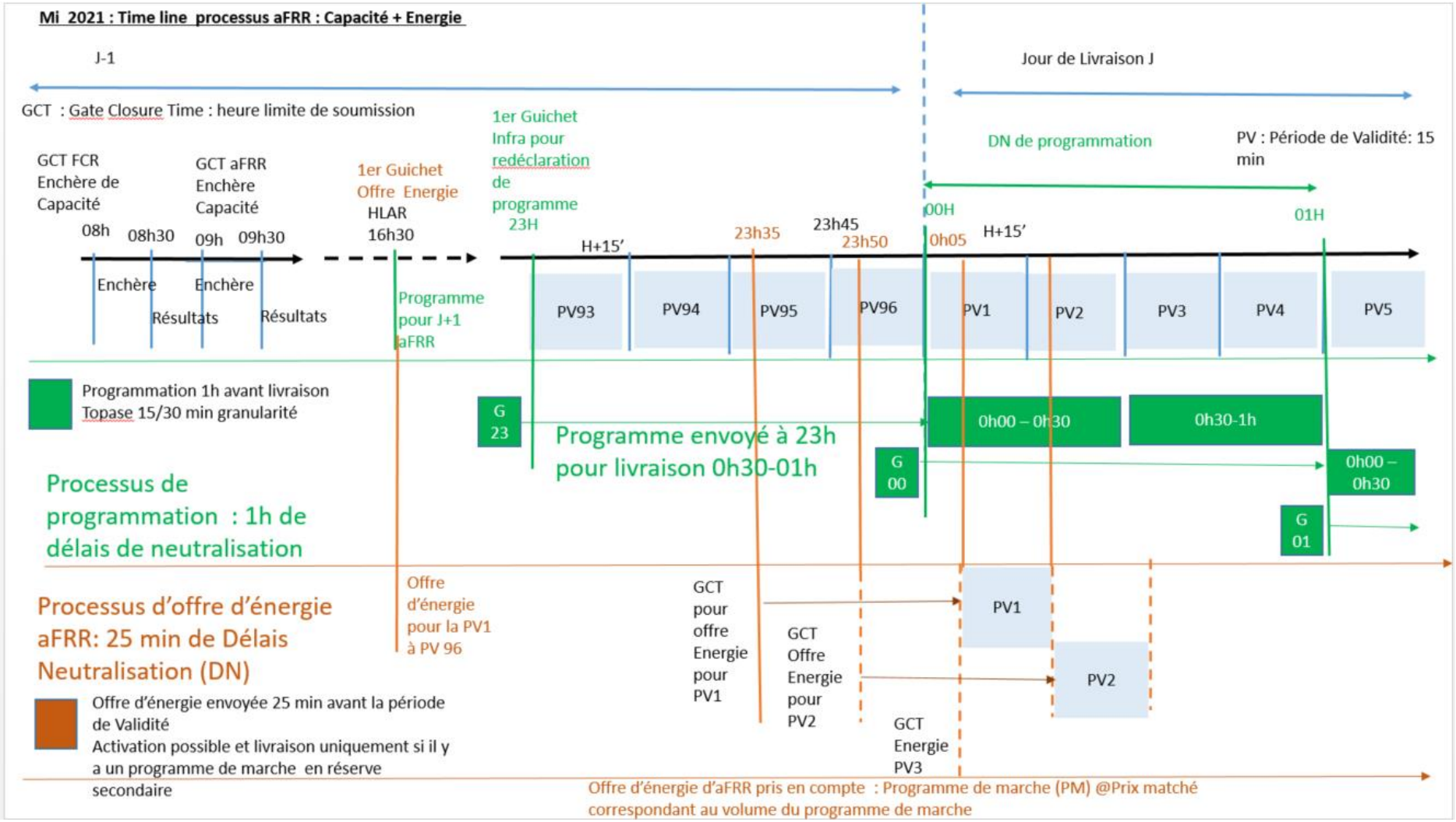
Pour les cas ou RTE repasserait en prorata, le Niveau Ni sera envoyé sur la base du volume certifié ie 3 min.

Dans le cas où la rampe n'est pas présente dans l'offre ou l'offre est recréée par RTE, c'est la valeur certifiée de 3 min qui sera utilisée.

4.8 Rémunération des offres activées

Les principes de rémunération des offres activées décrites dans les règles sont en déclinaison de la décision de l'ACER sur la fixation du prix.
Dans le cas ou RTE activerait selon la préséance économique avant de partager les offres à la plateforme, les modalités de rémunération et de valorisation seraient inchangées.

4.9 Articulation entre les offres d'énergie d'aFRR et la programmation au sens MA/RE



Le graphique ci-dessus présente l'articulation entre les processus de programmation et le processus de dépôt et de soumission des offres d'énergie d'aFRR.
Il met en parallèle la partie programmation (vu de mars 2020 en lien avec les règles RE/MA v9.1) avec un guichet de programmation horaire, vu des acteurs.

En plus de la programmation, RTE peux passer un ajustement changeant le dernier programme d'appel envoyé par un acteur. Ce nouveau programme devient le Programme de Marche. A chaque évolution du programme de marche, les offres déposées par les acteurs sont « rematchées » pour en déduire le couple [Volume du Programme de Marche / Prix associé] et qui sera envoyé au SCADA de RTE et partagé à la plateforme PICASSO.

Sans programme d'appel (si pas d'ajustement ou fortuit) ou sans programme de marche (programme d'appel + Ajustement ou fortuit, ou la réserve secondaire est programmée, aucune activation en énergie de peut avoir lieu.

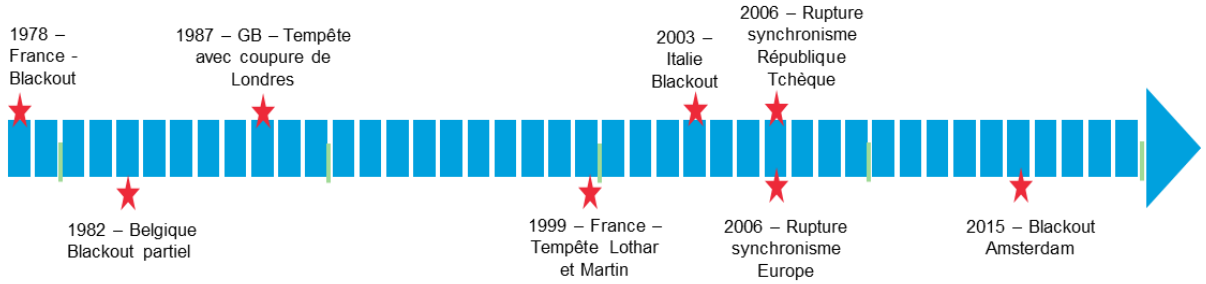
Par ailleurs, il n'y a pas d'obligation d'avoir été retenu au processus de contractualisation de la réserve secondaire (quel que soit le mode, prescription ou appel d'offres) pour pouvoir être activé. Les entités aptes à la Réserves secondaire peuvent être proposées au programme (« Free bids ») et grâce aux offres en énergie, pourraient être activées en énergie et donc rémunérées.

5 DECLINAISON DU REGLEMENT *EMERGENCY AND RESTORATION*

5.1 Contexte

Cette partie reprend les explications du rapport d'accompagnement des règles RE/MA.

Le règlement 2017/2196 du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (ci-après, « règlement *Emergency and Restoration* ») impose des exigences sur les procédures pour traiter les situations d'un réseau en état d'urgence, de blackout ou de reconstitution, donc des situations très rares et dont les conséquences sont très importantes.



Le règlement *Emergency and Restoration* demande en particulier :

- la rédaction d'une procédure de suspension/reprise des marchés (art 35/37) ;
- la rédaction de règles pour la suspension/reprise des mécanismes d'équilibrage (art 36) ;
- ces règles devront prendre en compte la communication avec les acteurs sur le contexte des suspensions (art 38) ;
- la définition des modalités de règlement financier pour ces situations. Le code laisse également la possibilité d'utiliser les règles habituelles (art 39).

A la demande de la DGEC, une concertation autour du règlement *Emergency and Restoration* a été portée conjointement par RTE et l'ADEeF. Cette instance de concertation s'est conclue par une consultation publique d'un mois en octobre-novembre 2018. A la suite de cette instance, des propositions ont été soumises aux autorités compétentes, conformément aux exigences de l'article 4 du règlement *Emergency and Restoration*. La CRE a délibéré le 26 juin 2019 sur la proposition de mise en œuvre du règlement (UE) 2017/2196 en France (délibération n°2019-164).

5.2 Proposition

5.2.1 Les grands principes issus de la concertation en GT MA RE, présenté en GT SSYf

La concertation a fait émerger trois grands principes qui cadrent les travaux de déclinaison :

- distinguer le fonctionnement des marchés et les besoins techniques dans les situations couvertes par le règlement *Emergency and Restoration*. En effet, certaines situations pourront conduire à une prise en main de la programmation des groupes par le GRT (suspension du programme de marche), sans nécessité une interruption des marchés ;

- proposer un ensemble de règles simples, sur les principes à mettre en œuvre pour l'application du règlement *Emergency and Restoration*, car les situations couvertes ne sont pas connues à l'avance ;
- sécuriser les acteurs par la possibilité d'un contrôle des autorités compétentes si les situations décrites dans le règlement *Emergency and Restoration* avaient lieu.

5.2.2 Suspension des activités de marché

5.2.2.1 Procédure de suspension des activités de marché

RTE peut provisoirement suspendre, totalement ou partiellement, une ou plusieurs activités de marché pertinentes, conformément à l'article 35, paragraphes 1 et 2, du règlement *Emergency and Restoration*.

RTE alerte les acteurs dans les plus brefs délais de la suspension des marchés en application de l'article 35 du règlement *Emergency and Restoration*, a minima ceux prévus par le code à l'article 35.5.

5.2.2.2 Critères pour suspendre les activités de marché

RTE peut provisoirement suspendre une ou plusieurs activités de marché dans les cas suivants:

- le réseau public de transport est en état de panne généralisée, conformément à l'article 18 paragraphe 4 du règlement SOGL ;
- RTE a épuisé toutes les possibilités offertes par le marché et la poursuite des activités de marché en état d'urgence entraînerait la dégradation d'une ou plusieurs des conditions visées à l'article 18, paragraphe 3, du règlement SOGL ; ou
- la poursuite des activités de marché diminuerait de façon significative l'efficacité du processus de reconstitution de l'état normal ou d'alerte; ou
- les outils et moyens de communication nécessaires aux GRT afin de faciliter les activités de marché sont indisponibles.
- toute situation qui rendrait impossible, pour RTE, le maintien de l'Equilibre P=C.

5.2.2.3 Rapport sur la suspension des activités de marché

Au plus tard 30 jours ouvrés après le rétablissement des activités de marché, les suspensions de marché feront l'objet d'un rapport transmis à la CRE en application de l'article 37.6 du règlement *Emergency and Restoration* ainsi qu'aux acteurs mentionnés à l'article 38.2 (RE, AA, GRD de rang 1).

5.2.3 Rétablissement des activités de marché

RTE, en coordination avec les GRT voisins et les NEMO concernés, lance la procédure de rétablissement des activités de marché suspendues lorsque la situation ayant déclenché la suspension est terminée et qu'aucune autre situation correspondant aux critères de suspension des activités de marché ne s'applique.

RTE informe les parties prenantes du moment où le calcul des écarts reprend selon les règles MA-RE, conformément à l'article 37 paragraphe 1 du règlement *Emergency and Restoration*.



5.2.4 Règlement financier en cas de suspension des activités de marché

5.2.4.1 Principes cadrant le règlement financier

Les situations couvertes par le règlement *Emergency and Restoration* sont des situations difficilement prédictibles.

Afin d'établir un cadre règlementaire sécurisant pour l'ensemble des parties prenantes, les modalités de règlement financier en cas de suspension des activités de marché devra respecter les principes définis à l'article 39.3 du règlement *Emergency and Restoration* et notamment les deux grands principes suivants :

- neutralité financière de RTE, conformément à l'article 39.3(a) du règlement *Emergency and Restoration* ;
- non pénalisation financière des acteurs en raison de l'exécution des actions demandées par RTE pendant la période de suspension des activités de marché conformément à l'article 39.3(d) du règlement *Emergency and Restoration*.

5.2.4.2 Modalités de règlement financier

Compte tenu de la diversité des situations possibles, RTE propose de ne pas inscrire de modalités financières spécifiques dans les règles M-RE, mais la mise en place d'un processus adapté. Ainsi, suite à une période de suspension des activités de marché, les modalités de règlement financier entre les parties prenantes pour la période correspondante font l'objet d'une proposition de RTE à la CRE après concertation avec les acteurs concernés.

6 EVOLUTION DES DEFINITIONS

6.1 Introduction des définitions de stockage

6.1.1 Contexte

A la demande de la CRE de revoir la définition de moyens de stockage demandé dans sa délibération N°2018-220 et en cohérence avec les règles RE/MA, RTE propose la mise à jour du cadre de définitions concernant le stockage.

Dans la version actuelle des règles, la définition du stockage est la suivante :

Moyen de Stockage : Groupe de Production dont l'énergie primaire est issue de l'énergie électrique. Au sens des présentes Règles, les installations de stockage qui ne peuvent êtres caractérisées en tant que Groupe de Production sont considérées comme des Sites de Soutirage.

6.1.2 Proposition de RTE

RTE propose, en cohérence avec les règles MA/RE, le cadre de définitions suivant :

Unité de Stockage Stationnaire: Ensemble d'équipements de stockage stationnaire de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, et de la restituer ultérieurement en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité.

Installation de Stockage Stationnaire d'électricité ou Site de stockage stationnaire : Unité de Stockage Stationnaire ou un ensemble d'Unités de Stockage Stationnaires installées sur un même Site et exploitées par le même Stockeur. L'Installation englobe tous les matériels et équipements exploités par le Stockeur.

L'Installation de Stockage Stationnaire est un Site.

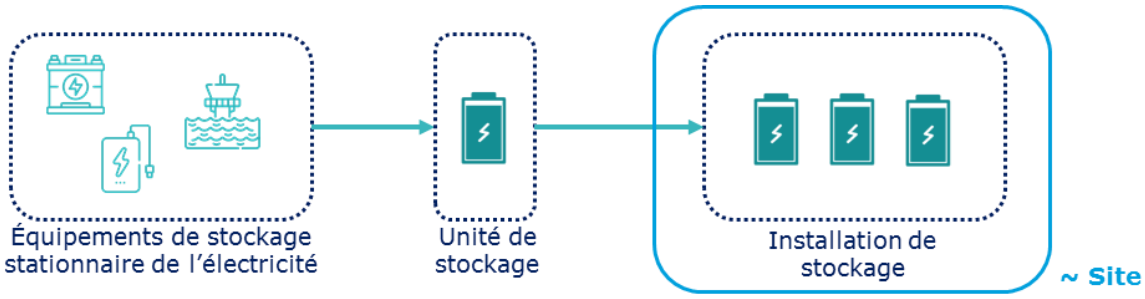
Au sens des présentes Règles, les Installations de Stockage Stationnaire sont considérées comme des Sites de Soutirage.

Stockeur : Propriétaire ou exploitant d'une Installation de Stockage Stationnaire d'électricité

Et de faire évoluer la définition de Moyen de Stockage par :

- **Moyen de Stockage** « voir Unité de Stockage Stationnaire »

Pour faire un parallèle avec les définitions existantes pour l'injection et le soutirage, l'unité de stockage se rapproche de la notion de groupe de production, et l'installation de stockage de celle d'un site.



7 CLARIFICATION DES CRITERES DE LA RESERVE PRIMAIRE

7.1 Contexte sur les performances

Le règlement SOGL (art. 154.7) impose des exigences nouvelles et plus strictes pour les GRT en matière de caractéristiques techniques de réponse attendues pour la fourniture de la réserve primaire (FCR) pour la zone Europe continentale. Ce règlement est applicable à toutes les installations y compris existantes. RTE doit s'assurer que la réponse combinée de FCR, à la maille du bloc RFP France, respecte une livraison de la moitié de la FCR après 15 secondes et de la totalité de la FCR après 30 secondes sur tout échelon de fréquence supérieur ou inférieur à 200 mHz.

Afin de répondre à cette exigence globale, et en lien avec l'annexe V de SOGL, RTE met à jour les règles pour la qualification pour la FCR.

Les règles SSYf font mention d'un échelon de 800Mhz en chute de fréquence, ce qui n'est plus décrit dans le règlement SOGL et ne s'applique qu'à la baisse de fréquence et non à la hausse de fréquence.

7.2 Proposition de RTE

RTE souhaite supprimer le critère de performance demandé lors d'une variation de fréquence induite par la perte de 3000 MW imposant au moins 50% de la variation en 15s et 100% en 30s. En effet la perte de 3000 MW correspondait selon les hypothèses de l'époque à une variation de fréquence de 800 mHz, mais ne semble plus représentatif des conditions actuelles. Ce critère n'est appliqué que dans un sens d'écart de fréquence.

Ce critère est donc moins exigeant que le critère de variation attendu de 100% de la FCR activée pour un échelon de fréquence de 200 mHz.

Toutes les mentions à ce type d'échelon et aux constantes de temps associées lors des contrôles de performance sont supprimées dans les règles.

A l'issu de la publication du présent jeu de règles, dans le cas ou certaines EDR ne seraient pas conformes, RTE propose d'instruire le calcul des volumes respectant ces nouveaux critères et la nouvelle certification au cours de l'année 2020 afin de viser une conformité d'ici le 1er janvier 2021.

7.3 Précision sur le processus de certification pour les EDR à réservoirs à énergie limitée fournissant de la FCR

En cohérence avec la proposition des GRT européens sur les propriétés additionnelles de la FCR établies au titre de l'art 154 de SOGL, RTE propose de préciser à l'article 5.3 que la réponse en FCR doit être maintenue sans limite de durée en état normal, en état d'alerte ou d'urgence du réseau pour les entités dit non à réservoir à énergie limitée.

La définition de RTE de qualification de réservoir à énergie limitée est cohérente avec la proposition européenne au titre de l'article 14 du code SOGL qui propose de définir que la tenue de la FCR à pleine puissance doit être de 2h sans qu'un élément de l'EDR doive se recharger pour assurer la fourniture de FCR.

Pour les EDR, qualifiées de réservoir à énergie limitée, RTE indique que le temps de tenue en état d'alerte doit être au moins de 15 min. Ce temps pourra évoluer dans les prochaines versions des règles SSYf en fonction des discussions européennes en lien avec la déclinaison de l'analyse cout bénéfice faite par les GRT au titre de l'article 156 du code SOGL.

RTE propose d'introduire pour toute EDR à réservoir à énergie limitée à l'article 5.3 que la certification d'une EDR à énergie limitée se fera en 2 étapes :

- La vérification de la tenue du stock en état normal sur des historiques de fréquences (dont les dates sont dans la trame en annexe 14)
- La vérification des performances dynamiques, communes aux autres EDR non limitées

RTE souhaite s'assurer ainsi que le responsable de réserve a la maitrise de la fourniture de la FCR de son EDR en état normal du réseau, et demandera notamment la fourniture d'un état de charge de l'EDR indiquant que l'EDR dispose bien de l'équivalent de 15 min de FCR à pleine puissance (à la hausse et à la baisse)

La démonstration du caractère à énergie limitée ou non d'une EDR est à la discrétion de l'acteur.

Comme demandé par les acteurs, RTE délivrera un procès-verbal d'aptitude à chaque étape. RTE n'instruira pas les éléments relatifs à la seconde étape tant que la 1ere étape et les tests SI avec RTE ne sont pas passés.

8 EVOLUTIONS DES DISPOSITIONS TRANSITOIRES

8.1 Participation expérimentale des sites de soutirage raccordés au RPD et des moyens de stockage hors STEP à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire

8.1.1 Contexte

Les règles SSYf proposent un cadre expérimental pour la participation des sites de soutirage raccordés au RPD et des moyens de stockage hors STEP pour la fourniture de la réserve primaire et de réserve secondaire depuis la version applicable au 1er Janvier 2016.

Ce cadre expérimental permet à RTE de certifier temporairement les capacités de stockage des acteurs, et de leur demander des informations supplémentaires de façon à laisser le temps à RTE d'acquérir un retour d'expérience, de consolider ses exigences et ses besoins de données lui permettant d'adapter ses outils de contrôle actuels pour le suivi de ces nouvelles entités. De plus, les abattements dus aux défaillances de réglage sont réduits de moitié.

Il est actuellement prévu que les certificats d'aptitudes attribués par RTE aux entités de réserve dans le cadre de ces dispositions transitoires aient une validité limitée au 31 Décembre 2020.

8.1.2 Proposition de RTE

RTE propose d'allonger la date de validité limite pour les certifications obtenues dans le cadre de ces dispositions transitoires jusqu'au 31 Décembre 2022. RTE estime que la situation actuelle ne permet pas d'avoir un retour d'expérience assez solide pour mettre fin à l'expérimentation et définir un cadre pérenne pour l'intégration de ce type d'entités de réserve dans les règles SSYf. De plus, RTE souhaite attendre la proposition des GRT européens sur les propriétés additionnelles de la FCR dans le cadre de l'article 154 du règlement SOGL, afin de mettre en conformité la durée d'activation complète demandée aux EDR à Energie Limitée lors d'un Etat d'Alerte du réseau.

8.2 Expérimentation de la participation des Entités de Réserve de type injection multi EDP

8.2.1 Contexte

La disposition transitoire 16.5 Expérimentation de la participation des Entités de Réserve de type injection multi EDP des règles SSYf actuelles permet au Responsable de Réserve de constituer une Entité de Réserve de type injection à partir de plusieurs EDP sous la condition qu'il démontre l'incapacité de fourniture du réglage au niveau de l'EDP seule.

8.2.2 Proposition de RTE

RTE propose de maintenir la disposition transitoire sur la participation des Entités de Réserve de type injection multi EDP et d'y apporter des précisions.

RTE souhaite notamment clarifier le cadre de programmation de ce type d'Entités de Réserve en ajoutant les éléments suivants :

- Le Responsable de Réserve doit indiquer la règle de programmation des SSYf pour que la somme des réserves programmées sur chaque EDP soit conforme aux caractéristiques de l'EDR ;
- Chaque EDP constitutive de l'EDR respecte les règles de programmation.

RTE souhaite également clarifier le cadre du contrôle de l'EDR :

- L'agrégation de plusieurs EDP au sein d'une même EDR est permise seulement si le contrôle de l'EDR par RTE est possible ;
- Le respect des engagements de réserve primaire et de réserve secondaire se fait au niveau de l'EDR ;
- En cas de défaillance d'une des EDP toute l'EDR est impactée ;
- Le gain attendu est la somme des gains de chaque EDP ;
- Le volume de réserve primaire ou de réserve secondaire est la somme des volumes certifiés.

De plus RTE demande que l'ensemble des groupes de production constitutifs des EDP soient géographiquement proches.

8.3 Expérimentation relative à l'utilisation de sous-mesures

8.3.1 Extension du cadre de l'expérimentation

8.3.1.1 Contexte

L'Expérimentation relative à l'utilisation de sous-mesures (disposition transitoire 16.8), comme elle est rédigée aujourd'hui dans les règles, permet au Responsable de Réserve de transmettre à RTE une télémesure qui ne couvre pas le périmètre intégral du Site de Soutirage mais seulement le ou les processus à partir desquels les Services Système sont fournis. Le recours à la sous-mesure est permis à des fins de vérification du service au point de livraison lorsque le recours à la sous-mesure améliore la qualité de l'estimation des triplets [P0, K, Pr] et sous certaines conditions précises dont celle de transmettre à RTE à la fois la sous-mesure et la mesure au niveau du Site de Soutirage.

Lors de la consultation de la dernière version des règles SSYf, plusieurs acteurs ont demandé à RTE de faire évoluer l'expérimentation relative à la sous-mesure afin de l'adapter à la fourniture de réserve par des sites de clients résidentiels, notamment dans le cadre d'Entité de Réserve de type Diffus.

8.3.1.2 Proposition de RTE

RTE propose de distinguer deux cas possibles pour le recours à la sous-mesure. Le premier cas de recours à la sous-mesure possible correspond à l'utilisation de la sous-mesure à des fins de vérification de la fourniture du service au point de livraison. Ce premier cas est celui décrit actuellement dans les règles et RTE souhaite maintenir les conditions requises actuelles.

RTE propose d'ajouter un second cas permettant l'utilisation de la sous-mesure comme remontée de données nominales des données de télémesure.

La principale difficulté associée au recours à la sous-mesure réside dans la capacité à déceler l'existence d'un phénomène de contre réglage, c'est-à-dire d'annulation, par la partie non télémesurée du site, du réglage fourni. RTE souhaite donc s'assurer du bon fonctionnement du réglage sur le réseau lors de la procédure de certification, avec une justification de non contre réglage au sein du site. De plus, des données complémentaires (données de comptage…) pourront être demandées par RTE. Le dispositif de télémesure doit être conforme aux dispositions de l'article 4.7 de la DTR de RTE. En l'absence d'observabilité sur le réseau, RTE pourra se laisser le droit de ne pas accepter la sous-mesure.

8.3.2 Extension de l'expérimentation aux Sites d'Injection

8.3.2.1 Contexte

La disposition transitoire permettant le recours à la sous-mesure s'applique aujourd'hui uniquement aux Sites de Soutirage.

8.3.2.2 Proposition de RTE

RTE propose d'élargir la possibilité du recours à la sous-mesure, pour les deux cas d'application décrits au paragraphe 9.3.1 de ce rapport, aux Sites d'Injection.

8.4 Evolution du cadre expérimental relatif à l'agrégation injection soutirage

8.4.1 Contexte

La disposition transitoire actuelle portant sur l'agrégation injection soutirage permet au Responsable de Réserve d'inclure un Groupe de Production faisant partie d'un Site de Soutirage dans une Entité de Réserve de type soutirage. Cette expérimentation permet de s'affranchir de l'obligation de la mise en place d'un Service de Décompte. L'agrégation de Sites d'injection et de Sites de Soutirage au sein d'une même Entité de Réserve n'est pas possible au sens des règles en vigueur hors de ce cas particulier.

RTE est interrogé de plus en plus fréquemment sur les possibilités d'agréger des sites d'injection et des sites de soutirage pour proposer un produit symétrique de Réserve Primaire. Par exemple, le couplage de site de soutirage ou de batteries avec des sites d'injection présente un gros potentiel pour la fourniture de réglage primaire.

8.4.2 Proposition de RTE

RTE propose de faire évoluer le cadre expérimental relatif à l'agrégation injection soutirage afin d'élargir les possibilités d'agrégation pour les Responsables de Réserve. RTE souhaite permettre d'inclure au sein d'une même Entité de Réserve au moins un ou plusieurs groupes d'injection ou installations de production (regroupés au sein d'une ou plusieurs EDP injection) avec au moins un ou plusieurs Sites de Soutirage (regroupés au sein d'une ou plusieurs EDP soutirage).

Cette possibilité sera ouverte à partir d'une date G (estimée à mi 2021). RTE souhaite rendre ce type d'agrégation possible sous les conditions suivantes :

- Les EDP injection ne sont pas soumises aux obligations de capacité constructives relatives aux réserves primaire et secondaire ;
- Les installations de production ne sont pas en obligation d'achat ;

- Les EDP sont pas composées de sites diffus (c'est-à-dire de sites de soutirage raccordés au RPD dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA) ;
- L'agrégation permet d'augmenter la fourniture de réserve primaire et/ou de réserve secondaire de plus de la somme des valeurs de fourniture de réserve primaire et/ou secondaire des EDP ou EDP Soutirage ;
- Le Responsable de Réserve est responsable de la fourniture et de la réalisation du programme de l'EDR ;
- Les EDP concernées respectent les règles de programmation (règles MA-RE) ;
- Le Responsable de Réserve fournit les clefs de répartition de l'énergie par site ;
- Le Responsable de Réserve définit les règles de programmation des Services Systèmes sur les EDP et EDP Soutirage concernées ;
- Les conditions d'utilisation de l'offre (CUO) relatives aux EDP constitutives des EDA doivent refléter la fourniture des réserves ;
- Si un ensemble de sites fait partie d'une EDA, ils doivent être sous une EDP soutirage;
- Le contrôle se fait au niveau de l'EDR.

RTE précise qu'une EDR agrégeant injection et soutirage est considérée au sens des règles Services Système comme une EDR Soutirage.

Ce nouveau cadre expérimental remplace la disposition transitoire actuelle.

8.5 Expérimentation relative à la mesure de fréquence centralisée

8.5.1 Contexte

Il n'existe pas actuellement de cadre défini permettant le recours à une mesure de fréquence centralisée pour piloter la réponse d'une Entité de Réserve pour la fourniture de Réglage Primaire de fréquence.

RTE souhaite proposer un cadre expérimental permettant le recours à une mesure de fréquence centralisée pour les EDR composées de sites diffus ou les EDR multi-sites, en lien avec la proposition des GRT sur les propriétés additionnelles de la FCR.

La principale difficulté associée au recours à une mesure de fréquence centralisée concerne la gestion de la réponse de l'EDR en cas de séparation du réseau. En effet, dans le cas où la mesure de fréquence n'est pas locale, il est possible que lors de l'apparition de réseaux séparés, les sites de l'EDR règlent en fonction de la fréquence mesurée dans une autre zone électrique et non pas par rapport à la fréquence locale et aillent donc à l'encontre du réglage attendu dans cette zone. Il y a un risque d'aggravement de la situation en cas de réseaux séparés.

Ce cadre expérimental doit permettre à RTE d'acquérir le retour d'expérience et de consolider ses besoins de données lui permettant d'adapter ses exigences concernant le recours à une mesure de fréquence centralisée tout en assurant la sécurité du système.

8.5.2 Proposition de RTE

RTE propose d'établir un cadre permettant d'autoriser le recours à une mesure de fréquence centralisée tout en préservant la sécurité du système. Pour cela RTE souhaite définir des conditions sur la redondance et la localisation de la mesure de fréquence utilisée.

La régulation de fréquence est dite centralisée dès lors que l'activation du réglage d'au moins un site n'est pas réalisée à partir d'une mesure de fréquence locale.

RTE propose pour le recours à une régulation de fréquence centralisée les conditions suivantes, applicables aux EDR de type diffus et aux EDR multi-sites :

- La mesure de fréquence utilisée doit être consolidée c'est-à-dire que 2 mesures ou plus doivent être égales à la résolution près ;
- La détection de réseaux séparés doit être possible : deux réseaux sont considérés comme étant séparés si l'écart entre les mesures est supérieur à 100mHz pendant 1 seconde.

RTE rappelle que le temps d'acquisition de la fréquence utilisée pour le réglage doit être inférieur ou égal à 0,2 s (exigence du code DCC). Tout site de plus de 1MW doit disposer d'une mesure locale de fréquence.

De plus, RTE souhaite définir des conditions supplémentaires selon le type d'Entité de Réserve.

a) Entités de Réserve composée de sites diffus

Dans le cas d'une Entité de Réserve composée de sites de soutirage raccordés au réseau public de distribution et dont la puissance souscrite est inférieur à 36kVA, le Responsable de Réserve doit respecter en plus les conditions suivantes :

- La fréquence utilisée pour assurer le réglage doit être issue de 3 mesures de fréquence sur des régions administratives distinctes ;
- En cas de détection de réseau séparé le réglage s'arrête, sauf si les sites sont en mesures de régler à partir de la fréquence locale ;
- Lorsque la capacité des sites de l'EDR dépasse le seuil de 1,5 MW dans une région administrative, 3 mesures de fréquences sont requises dans cette région ;
- La fréquence de pilotage de l'Entité de Réserve doit être remontée en temps réel à RTE au pas 10s.

b) Autres Entités de Réserve

Lorsque l'entité de réserve ne rentre pas dans le cadre du paragraphe précédent, le recours à une mesure de fréquence centralisée est autorisé sous les conditions suivantes :

- Chaque site réglant de l'EDR (réagissant en K delta f) réagit à partir d'une mesure de fréquence locale ;
- Chaque site raccordé au réseau HTB possède une mesure de fréquence locale ;
- En cas de détection de réseaux séparés, les sites ne réagissant pas à partir d'une mesure de fréquence locale doivent cesser de régler ;
- Le Responsable de Réserve doit indiquer à RTE comment sont prises en compte les mesures de fréquence locales pour la consolidation de la fréquence servant au pilotage centralisé et comment est assurée la gestion en cas de réseaux séparés ;
- Le Responsable de Réserve transmet à RTE la fréquence de pilotage utilisée pour l'EDR en temps réel au pas 10s.

8.6 Expérimentation sur l'évolution de la composition d'une Entité de Réserve composée de sites diffus

8.6.1 Contexte

Dans le cadre actuel des règles SSYf, il est précisé qu'en cas de retrait d'un Site de Soutirage d'une Entité de Réserve de type Soutirage, RTE peut exiger une recertification de l'EDR (Article 4.3.1.2.4) Afin de faciliter l'accès aux nouvelles flexibilités distribuées, RTE souhaite établir un cadre plus souple d'évolution des sites d'une Entité de Réserve agrégeant des sites diffus afin de permettre aux Responsables de Réserve une gestion plus dynamique de leurs sites.

8.6.2 Proposition de RTE

RTE propose de faciliter l'évolution de la composition des Entités de Réserve qui sont composées de sites diffus, c'est-à-dire de sites de soutirage raccordés au réseau public de distribution et dont la puissance souscrite est inférieure à 36kVA. Pour ces Entités de Réserve l'entrée ou la sortie d'au maximum 10% du nombre de sites en cumulé est possible sans qu'une recertification puisse être exigée par RTE. RTE souhaite autoriser cette évolution dans le cas où le système de pilotage ainsi que les types des entités techniques pilotées sont identiques. A chaque MW de réserve supplémentaire, une recertification peut être exigée par RTE. En cas de changement des modalités de pilotage de l'Entité de Réserve, une recertification est nécessaire.

9 ANNEXATION DE LA TRAME DE CERTIFICATION A LA FCR POUR LES MOYENS DE STOCKAGE OU LES AGREGATS

9.1 Contexte

Afin de synthétiser les éléments relatifs à la certification à l'aptitude à réaliser la FCR, par des EDR à réservoirs à énergie limitée ou des agrégats comportant des réservoirs à énergie limitée, ou tout type d'agrégats qui sont introduits dans les dispositions transitoires, RTE propose d'annexer aux règles SSYf la trame type de certification.

La Trame « Batterie » a été initialement construite en concertation avec les acteurs aux cours des GT SSYf entre 2018 et 2019. La trame a évolué au fil des instructions des demandes de certifications des moyens de stockage, et a servi de guide pour les certifications dans le cadre des dispositions transitoires.

A la demande des acteurs de pouvoir certifier des agrégats comportant des moyens de stockage ainsi que des agrégats pouvant être à réservoir à énergie limitée, RTE a fait évoluer la Trame « batterie ».

9.2 Propositions RTE

La trame en annexe 15 synthétise donc tous les éléments « Marché » demandés pour la certification d'EDR de type agrégat. Dans la trame, RTE propose les éléments suivants, dont la plupart sont des propositions issues des acteurs lors de la concertation.

9.2.1 Proposition du calcul de l'état de charge d'un agrégat

RTE propose d'adopter la description de l'Energie Utile pour des agrégats comme décrit dans la trame.

Cela permet de suivre l'état de charge (ou SOC State of Charge) des EDR à réservoir à énergie limitée, et ainsi de répondre aux exigences de SOGL qui doit indiquer que une EDR à énergie limité doit avoir 15 min / 30 min de stock en état normal du réseau pour l'utiliser en état d'alerte ou d'urgence du réseau.

Les modalités autorisées par RTE sur la gestion du stock des EDR et les conditions des tests sont précisées dans la trame à la suite des demandes des acteurs.

9.2.2 Temps de réaction à un écart de fréquence

En accord avec les propositions de déclinaison du code RFG dans la réglementation en cours de rédaction, et en coordination avec les concertations sur la déclinaison du code RFG, RTE propose que le temps de réaction soit de 500ms pour les EDR pilotées par électronique de puissance et donc non synchrone. Ce délai permet de prévenir l'avenir où l'inertie du système sera réduite du fait de la baisse de moyen synchrone. RTE propose d'introduire ce critère en lien avec les discussions européennes sur les moyens de stockage. Même si le code RFG ne s'applique pas au stockage, RTE propose ce critère.

Les critères pour les autres entités restent au maximum à 2s en y incluant les éventuels appareils de protection des réseaux qui pourraient ralentir la réaction. RTE regardera alors à la certification que le moyen fournissant le réglage réagit bien seul sous les 500ms. Le critère de 2s est indiqué en accord avec les propositions des GRT au titre des propriétés additionnelles de la FCR en cours de validation. Il précise la notion de SOGL « au plus tôt et sans retardement artificiel »

9.2.3 Possibilité de certifier RPmax avec des essais à 70% RPmax si les conditions extérieures ne sont pas réunies pour la certification des valeurs maximales

RTE propose d'indiquer que si la réserve primaire pouvant être réalisée pendant les essais dépend de conditions extérieures (températures, débit, côtes..) celle-ci sera programmée à sa valeur maximale possible (> 70 % RPmax) dans le cas contraire elle sera égale à RPmax.

RTE propose ainsi sur justification de prendre en compte les conditions extérieures pour certifier un volume de FCR. Le comportement de l'EDR au volume maximal sera vérifié lorsque la RPmax sera programmée.

Dans le cas ou lors de la vérification, l'EDR ne respecterait pas son gain contractuel et le comportement attendu, la valeur certifiée repassera à la valeur de l'essai.

9.2.4 Définition d'une EDR de type diffus :

RTE propose de définir le terme d'EDR diffus dans la trame, et de ne pas le définir dans les règles SSYf pour ne laisser que la possibilité de caractérisation en EDR Soutirage ou injection au cas par cas.

9.2.5 Détection de réseaux séparés de grande ampleur (Système Split)

Avec l'apparition de moyens diffus pilotés de façon centralisée à partir d'une fréquence unique RTE souhaite se protéger contre le mauvais comportement de l'EDR en cas de rupture de synchronisme, et assurer un comportement adéquat des EDR. RTE souhaite qu'en cas de détection de fréquences distinctes sur le territoire, l'EDR s'arrête de régler (pour ne pas aggraver la situation) ou idéalement règle selon la fréquence locale. A ce titre, l'EDR doit pouvoir avoir les moyens de vérifier que les fréquencemètres ne sont pas défectueux et que il y'en a au moins 2 qui peuvent fournir la bonne donnée de fréquence. Parmi les fréquences calculées, RTE demande la vérification des fréquencemètres entre eux, et propose d'indiquer qu'en cas d'erreur instantanée de 100mHZ, il y a un réseau séparé. L'EDR doit reprendre son fonctionnement normal sur demande de RTE.

Pour faciliter l'implémentation des fréquencemètres, et pour ne pas donner les zones de ruptures de synchronismes, RTE propose de définir les régions administratives comme zones à couvrir par les fréquencemètres. Les régions administratives sont proches des zones de détection de rupture de synchronisme et l'approximation pour des petits volumes en phase transitoire est acceptable.

9.2.6 Trame type pour fournir les données de simulation de certification

RTE propose la trame à utiliser pour restituer les données nécessaires à la certification.

La trame est valable pour la FCR et/ou l'aFRR.

10 AUTRES EVOLUTIONS

10.1 Evolutions permettant la mise en place de l'expérimentation sur le mode de calcul du besoin de RTE en Réserve Secondaire

Afin de pouvoir expérimenter les évolutions de la méthode de dimensionnement qui sera concertée courant 2020, RTE souhaite pouvoir expérimenter une nouvelle répartition des volumes, selon une méthode qui est proposée dans la feuille de Route aFRR.

Le paragraphe à l'article 6.1 précise donc que au titre de l'Article 7 de l' « Accord de bloc RFP », 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'expérimentations. A ce titre, les valeurs précédentes peuvent être amendées ou modifiées.

10.2 Mise à jour des exigences de RTE en terme de remontée de données en lien avec les règles SI

10.2.1 Envoi des télémesures individuelles en cas d'utilisation d'une télémesure agrégée

10.2.1.1 Contexte

Les règles actuelles demandent au Responsable de Réserve de transmettre à RTE en temps réel les télémesures de chaque Site de Soutirage ou Groupe de Production composant son Entité de Réserve ou pour les Entités de Réserve de type soutirage, une télémesure agrégée à la maille de l'Entité de Réserve (article 4.2.4.2). Dans le cas de la fourniture d'une télémesure agrégée, il est demandé actuellement au Responsable de Réserve de fournir les télémesures individuelles de chaque site de soutirage en J+1.

10.2.1.2 Proposition de RTE

RTE propose d'alléger les exigences portant sur la remontée des télémesures individuelles de chaque site en J+1 en faisant évoluer les règles afin de demander la remontée de ces données sur demande de RTE et non plus systématiquement.

10.2.2 Envoi des signaux de pilotage utilisés

10.2.2.1 Contexte

Il est précisé dans les règles que pour chaque Entité de Réserve de type soutirage, si le Responsable de Réserve pilote la charge du Site de Soutirage au moyen de signaux différents du signal d'écart de fréquence pour le Réglage Primaire ou du signal de téléréglage envoyé par RTE pour le Réglage Secondaire fréquence / puissance, il doit notifier à RTE une chronique au pas 10 secondes des signaux de pilotage envoyés à chaque Site de Soutirage de l'Entité de Réserve de type soutirage, de la journée J.

Les règles SI ont évolué et indiquent que ces données doivent être remontées sur demande de RTE.

10.2.2.2 Proposition de RTE

RTE souhaite harmoniser ses exigences concernant la remontée des signaux de pilotages utilisés par le Responsable de Réserve avec les règles SI. RTE propose que le Responsable de Réserve mette à disposition ces données sur demande de RTE.

10.3 Mises à jour en lien avec les règles MA-RE

10.3.1 Introduction de la notion d'EDP Soutirage

10.3.1.1 Contexte

Les paragraphes suivants reprennent des éléments du rapport d'accompagnement des règles MA RE version 9.1.

RTE souhaite autoriser plus de souplesse dans les règles SSYf au niveau de la composition des entités de réserve notamment sur l'agrégation injection/soutirage. Ce changement a nécessité une évolution du chapitre « Programmation » des règles MA-RE, qui vise :

- à appliquer à la programmation en services système des sites de soutirage les mêmes modalités contractuelles que celles actuellement requises pour les groupes de production ;
- à introduire la notion d'entité de programmation de soutirage (EDPSoutirage), entité de programmation composée de sites de soutirage participant aux services système.

L'introduction de la notion d'entité de programmation de soutirage nécessite de faire évoluer les règles services systèmes.

10.3.1.2 Proposition de RTE

Conformément à l'évolution des règles MA-RE, pour participer au réglage automatique de la fréquence au moyen d'un site de soutirage, un responsable de réserve devra se déclarer préalablement auprès de RTE en tant que responsable de programmation. Puis en tant que responsable de programmation, il demandera à RTE la création d'une EDP Soutirage, sur laquelle sera envoyé le programme d'appel des services système des sites de soutirage concernés.

Il a été proposé dans le cadre de la consultation des règles MA-RE la définition suivante d'une entité de programmation soutirage : « *Une Entité de Programmation Soutirage est une unité élémentaire de programmation correspondant à un ou plusieurs sites de soutirage aptes à participer à la fourniture de service système de réglage de fréquence, et pour laquelle un programme d'appel est établi par un responsable de programmation.* »

Conformément aux règles MA-RE, une Entité de Programmation Soutirage est constituée:

- d'un ou plusieurs Sites de Soutirage aptes à la fourniture de services système de réglage de fréquence ;
- localisés exclusivement sur le Réseau de Transport ou exclusivement sur le Réseau de Distribution.

Un site de soutirage ne peut appartenir qu'à une seule EDP Soutirage d'un même périmètre de programmation.

RTE propose d'introduire la même définition, en cohérence avec les règles MA-RE et d'insérer la notion d'EDP Soutirage dans les règles services systèmes.

10.3.2 Retrait de la notion d'EDPrev et de la date Y

10.3.2.1 Contexte

La notion d'Entité de Prévision (ou EDPRev), dont la définition renvoie aux règles RE/MA, est encore présente dans les règles SSYf. Or, cette notion a été supprimée des règles RE/MA depuis la version applicable au 1er Septembre 2019.

Les règles SSYf font mention de la date Y, renvoyant aux règles RE/MA, à partir de laquelle les modalités de programmation des Entités de Réserves sont définies à l'article 3.1.2 des Règles RE/MA. Cette date Y, correspondant à la mise en production de l'application TOPASE, a eu lieu le 14 Mai 2019 après avoir été notifiée aux acteurs.

10.3.2.2 Proposition de RTE

RTE propose de faire des ajustements pour mettre à jour les règles SSYf avec les évolutions des règles MA/RE en :

- Supprimant la notion d'Entité de Prévision ;
- Supprimant la partie correspondant aux modalités de programmation des Entités de Réserves avant la date Y ;
- Renvoyant à l'article 3 des règles RE/MA pour les modalités de programmation des Entités de Réserves pour prendre en compte les futurs ajustements des règles RE/MA qui pourraient faire évoluer la numérotation exacte des articles.

10.4 Abaissement de la notation des garants pour la Garantie Bancaire

10.4.1 Situation actuelle

Les notations attendues actuellement sont les suivantes :

- [A] pour la notation Standard & Poor's et/ou Fitch Ratings
- [A2] pour la notation Moody's

10.4.2 Proposition de RTE

RTE propose d'abaisser d'un cran ces notations qui seraient désormais les suivantes :

- [BBB+] « Perspective stable » pour la notation Standard & Poor's et/ou Fitch Ratings
- [A2] pour la notation Moody's

Ces niveaux de notations correspondent à ceux requis pour la sécurisation financière relative au dispositif de responsable d'équilibre dans le cadre des règles MA/RE.

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

article	Evolution	Date	Commentaires
Mise en œuvre à une date différente du 1er juillet 2020			
6.4.2	Date de passage en appel d'offre Journalier J-1 portant sur des produits 4h	Date K (ex Date B)	Estimée au 01/07/20
11	Date de passage à l'activation de la Réserve Secondaire au Merit Order	Date W (ex date M)	Estimée à Juillet 2021
11	Date de connexion à la plateforme européenne d'échange de partage d'aFRR Picasso	Date Y→ (ex date P)	Estimée à Juillet 2021
17.8	Date d'autorisation de l'agrégation injection / Soutirage	Date G	Estimée à Juillet 2021
	Vérification des volumes atteignables en des 30s pour la FCR	1er juillet 2020	Applicable au 1er janvier 2021
	Possibilité de certifier des EDR en FAT 300s sans pente d'urgence	1er juillet 2020	Fin des FAT 400s au 18 déc. 2024