Evolution des règles relatives aux Services Système fréquence

Rapport d'accompagnement à la consultation
du projet d'évolution des Règles SSYf

- Mars 2022 -

Table des matières

1 Exposé des motifs 4

2 Clarification du traitement des capacités Constructives de Réglage de la Fréquence 6

2.1 Contexte 6
2.2 Besoins d'évolution 7
2.3 Rappel du cadre règlementaire 7
2.4 Lien avec le processus de raccordement 9
2.5 Impact sur le processus de certification 18
2.6 Mise à disposition des capacités constructives 21
2.7 Impact sur le contrôle de performances et ses conséquences 22

3 Evolution du traitement du stockage dans les règles services système 24

3.1 Contexte 24
3.2 Besoins d'évolution 24
3.3 Remarques concernant la transition depuis les modalités actuelles 25
3.4 Proposition de déclinaison du stockage dans les règles SSYf 25
3.5 Modalités transitoires 30

4 Evolution des modalités de gestion du stock permises pour la fourniture de réserve 31

4.1 Conclusions de l'étude réalisée par RTE sur la recharge aux écarts 31
4.2 Evolution des stratégies de recharge aux écarts permises par RTE pour la réserve primaire 34
4.3 Stratégies de recharge permises par RTE pour la réserve secondaire 34

5 Déclinaison des propriétés supplementaires de la FCR 35

5.1 Contexte 35
5.2 Exigences à décliner dans les règles SSYf 36
5.3 Déclinaison du mode réserve 39
5.4 Tenue du réglage primaire dans la plage de fréquence 47,5 à 51,5 Hz 46

6 Evolution des formules d'abattements et pénalites pour la réserve primaire et la reserve secondaire 48

6.1 Contexte 48
6.2 Evolution de la correction des programmes 48
6.3 Evolution de la formule d'abattements à partir de la date l' 48
6.4 Evolution des formules de pénalités à partir de la date l'' 52
6.5 Evolution envisagée dans une version ultérieure des règles 52

7 Evolution des dispostions relatives au Dépot et à l'Activation des offres d'énergie de reserve secondaire 53

7.1 Contexte 53
7.2 Dates pivot 53
7.3 FAT et Rampe 53
7.4 Délai de transmission des Offres en Energie 54
7.5 Changement d'heure 54
7.6 Modalités de création des offres en énergie 55
7.7 Introduction du mode prorata individualisé 55
7.8 Calcul de l'énergie 56
7.9 Valorisation de l'énergie de Réglage Secondaire 56
7.10 Informations mises à disposition des Responsables de Réserves 57

8 Agrégation et EDR mixtes 58

9 Autres évolutions 60

9.1 Evolutions liées à l'appel d'offres pour la contractualisation des capacités de réserve secondaire 60
9.2 Modification du guichet d'ouverture de dépôt des offres de réserve primaire 60
9.3 Mise à jour du processus de repli de l'appel d'offres de réserve primaire 61
9.4 Evolution du modèle sans prise en compte des énergies de réglage pour les sites de soutirage 61
9.5 Evolution du traitement des indisponibilités réseau 62
9.6 Dissymétrisation des formules de calcul d'énergie de réserve primaire et suppression de la possibilité de gain variable 63

9.7 Clés de répartition de l'énergie de réglage au sein des sites de l'EDR 65
9.8 Retour d'expérience sur l'utilisation de l'observabilité statistique 65
9.9 Autres évolutions 66
10 Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre 68

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 ont évolué significativement ces dernières années et continuent d'évoluer 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 et à venir sont structurants.

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.

En février 2020, RTE a publié sa feuille de route sur les modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire. Cette feuille de route a fait l'objet d'une délibération de la CRE (délibération du 2 avril 2020 n°2020-070 portant orientations sur les évolutions relatives à la réserve secondaire). Les étapes de la feuille de route ont été déclinées dans les versions précédentes des règles services système. Elles concernent en particulier le passage à un délai d'activation de 400s à 300s et l'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique. La seconde étape de mise en place de cette feuille de route, portant sur l'évolution de la méthode de contractualisation de la réserve secondaire, a été déclinée dans la proposition de règles services système entrée en vigueur en Septembre 2021. De plus RTE a fait évoluer sa méthode de dimensionnement de la réserve secondaire afin de répondre aux enjeux actuels de la gestion du système électrique, cette nouvelle méthode est décrite dans l'accord de bloc de RTE applicable depuis Septembre 2021.

Afin de continuer 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.

Périmètre de l'évolution proposée

Dans ce contexte, RTE propose une évolution des règles SSYf incluant les évolutions principales suivantes :

- La refonte du traitement des unités soumises à des obligations de capacités constructives de réglage automatique de fréquence avec une clarification du lien entre raccordement et accès au marché ;
- L'évolution du traitement du stockage dans les règles SSYf afin de poursuivre l'intégration du stockage aux marchés des réserves primaire et secondaire et d'assurer la cohérence de traitement avec les autres mécanismes de marché ;
- La déclinaison des propriétés supplémentaires de la FCR dans les règles SSYf nationales conformément au règlement SOGL afin de continuer à adapter les exigences liées au produit FCR aux nouveaux types d'entités fournissant ce service (LER, entités diffuses…) avec en particulier l'intégration de mode réserve;
- L'évolution des formules d'abattements et de pénalités pour la réserve primaire et la réserve secondaire en cohérence avec les évolutions menées sur la méthode de contractualisation des réserves ;
- Des clarifications / modifications sur le fonctionnement du dépôt et de l'activation des offres d'énergie de réserve secondaire en vue de préparer le passage à l'activation au merit order et la connexion à la plateforme européenne PICASSO ;
- Une rationalisation des dispositions transitoires liées à l'agrégation de tout type de capacités au sein des entités de réserve.

D'autres évolutions plus mineures des règles sont proposées au paragraphe 9 du présent rapport.

Processus de concertation

La concertation associée à la présente évolution des règles SSYf a démarré en fin d'année 2020 et s'est poursuivie durant toute l'année 2021 et le début de l'année 2022 dans le cadre du GT « Evolutions des règles SSYf ». Les présentations faites dans le cadre de ce GT sont disponibles sur le site concerte.

Le présent document vise à décrire les modifications que RTE souhaite apporter aux règles SSYf à la lumière des travaux menés dans le cadre de la concertation en GT SSYf.

Calendrier prévisionnel

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 au paragraphe 10.

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de règles au 1er Septembre 2022 après instruction et approbation par la CRE.

2 CLARIFICATION DU TRAITEMENT DES CAPACITES CONSTRUCTIVES DE REGLAGE DE LA FREQUENCE

2.1 Contexte

La notion de capacité constructive[1] pour le réglage de fréquence/puissance (dit réglage de fréquence) telle que définie dans les différents cadres règlementaires (cf § 2.3) permet au gestionnaire de réseau de garantir l'aptitude de certains types d'installations à participer à l'équilibre du système en fonction de leurs caractéristiques au moment du raccordement voire d'imposer une telle participation à certains mécanismes.

Les exigences en termes de capacités constructives sont croissantes en fonction de la tension de raccordement et de la puissance maximale à l'injection d'une unité. Elles imposent aux unités certains fonctionnements dans certaines situations et peuvent également concerner l'aptitude à faire du réglage de tension et/ou de fréquence. Les exigences faisant l'objet des clarifications abordées dans ce chapitre sont celles liées aux capacités constructives de réglage de la fréquence.

Il est important de noter que les exigences de capacités constructives sont, comme indiqué précédemment, définies au moment du raccordement des installations, et sont ainsi liées d'un point de vue contractuel à des installations et à des personnes morales/physiques dans un contexte de raccordement. Ces capacités constructives peuvent être revues en cas de modification substantielle de cette même installation (*cf* chapitre 5.2 de la Documentation technique de de référence de RTE). Or, pour le réglage de fréquence, la mise à disposition de ces capacités constructives se fait par le biais des règles Services Systèmes fréquence. Les objets « marchés » liés aux installations et aux personnes morales/physiques peuvent alors ne pas toujours être strictement identiques aux capacités constructives initiales. Le lien entre la définition des capacités constructives (lors le raccordement) et leur cadre d'application (via les règles SSYf) doit donc être clairement établi.

Historiquement, ce lien était relativement direct car les « objets » utilisés dans un contexte de raccordement et ceux utilisés dans un contexte marché étaient homogènes et relativement simples. Par exemple, un producteur disposant d'une installation de production thermique avec des capacités constructives de réglage de la fréquence était à la fois le titulaire du contrat d'accès au réseau (CART) et le titulaire de l'accord de participation aux règles SSYf (AP SSYf). De plus, l'installation de production était modélisée d'un point de vue raccordement et d'un point de vue marché à une maille homogène (installation de production, groupe(s) de production, site d'injection) et derrière le même point de raccordement physique.

Avec l'arrivée de nouvelles flexibilités non synchrones, comme le stockage par batteries ou les EnR de type éolien et PV, et les souplesses d'agrégation des entités de réserve, le lien entre les objets raccordement et les objets marché devient de moins en moins direct du fait des particularités applicables à ce type de flexibilités. Une clarification doit être apportée pour expliciter le lien entre les notions issues du raccordement et celles utilisées d'un point de vue marché.

[1] La notion de capacités constructives va au-delà des grandeurs électriques fréquence et puissance ; dans ce document nous nous limitons à ces deux grandeurs.

2.2 Besoins d'évolution

Les principes liés aux exigences de capacité constructive décrits dans les règles SSYf actuelles tendent à décliner la vision historique décrite au paragraphe précédent. En particulier, une installation soumise à des exigences de capacité constructive se voit contrainte d'être « isolée » d'un point de vue marché afin de pouvoir faire un lien « direct » avec les objets issus du raccordement sans possibilité d'agrégation avec d'autres sites. En effet les exigences de capacités constructives ne sont pas appliquées à la maille de l'agrégat qui n'existe pas forcement lors du raccordement et qui peut évoluer en fonction du temps.

Dans un contexte où l'agrégation de sites d'un point de vue marché devient de plus en plus demandée, cette vision historique apporte donc des contraintes qu'il convient de questionner.

En vue de faciliter l'agrégation et de permettre une modélisation plus souple des installations disposant de capacités constructives, RTE a donc analysé :

- Les liens entre les objets issus du raccordement et ceux utilisés d'un point de vue marché afin d'assouplir les contraintes actuelles permettant de rendre ce lien « direct » ;
- Les possibilités d'agrégation et les conséquences en termes de certification « marché » des installations disposant de capacités constructives ;
- Les conditions de mise à disposition des capacités constructives et les conséquences en cas de défaillance.

Les paragraphes suivants décrivent les propositions de RTE permettant de répondre à ces axes d'étude.

2.3 Rappel du cadre règlementaire

2.3.1 Règlement RfG

Les capacités constructives sont définies dans le 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 (dit code RfG pour *Requirements for Generators*) pour les unités[2] de production (y compris les STEP[3]). Ce code prévoit des exigences techniques définies soit de manière « exhaustive » par les codes de réseau raccordement, c'est-à-dire de manière précise de sorte à être directement applicables, soit de manière « non exhaustive » imposant alors des mesures nationales les précisant.

Les exigences dites « non exhaustives » sont précisées en droit français dans l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité. Ces précisions spécifient par exemple les paramètres du diagramme puissance-tension (P-Q) des unités de production.

[2] Définition de l'unité de production (code RfG) :
« unité de production d'électricité synchrone», un ensemble indivisible d'équipements qui peut produire de l'énergie électrique de telle sorte que la fréquence de la tension générée, la vitesse de rotation de l'alternateur et la fréquence de la tension du réseau sont égales dans un rapport constant, et donc au synchronisme;
«parc non synchrone de générateurs» ou «*power park module*», un générateur ou un ensemble de générateurs d'électricité qui sont connectés soit de façon non synchrone au réseau, soit par une interface électronique de puissance, et qui sont en outre reliés par un seul point de raccordement à un réseau de transport, à un réseau de distribution, y compris un réseau fermé de distribution, ou à un système HVDC;
[3] Station de transfert d'énergie par pompage

Ces exigences sont ensuite plus précisément définies dans la Documentation Technique de Référence (DTR) de RTE au sein des cahiers des charges capacités constructives, qui distingue les unités de production synchrone (§8.3.2) et les unités de production non synchrones (§8.3.1)

Les exigences techniques sont croissantes en fonction de la puissance de l'unité et de sa tension de raccordement de référence.

Le graphique ci-dessous illustre la catégorisation A, B, C et D des unités de production :

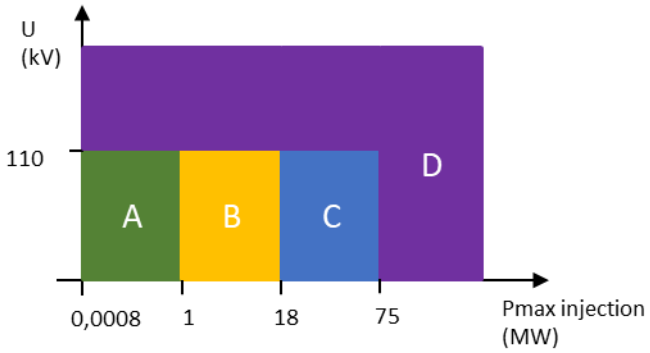


Figure 1. Catégorisation des unités de production (rfg)

En fonction de la catégorie associée à l'unité, des exigences de capacité constructive sont définies.

Le graphique ci-dessous illustre les familles d'exigences en fonction de la catégorie :

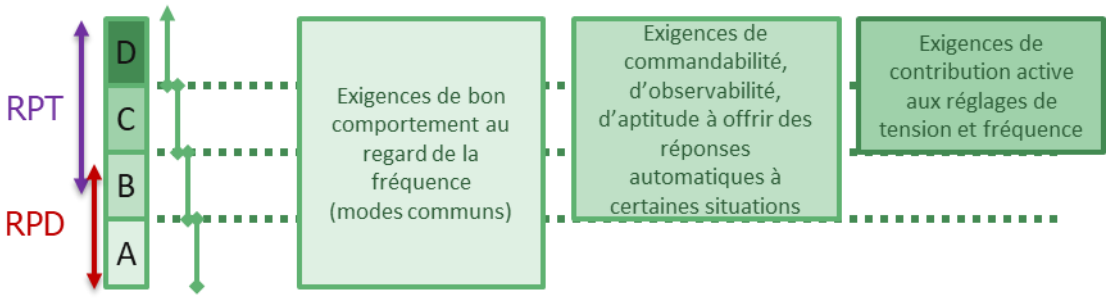


Figure 2. Exigences de capacités constructives en fonction du type d'unité

Concernant les capacités constructives de réglage de la fréquence concernées par les évolutions proposées, seuls les types C et D sont concernés.

Il est à noter que le code RfG exclut de son périmètre le stockage électrique par batterie. Afin de pallier ce problème un groupe d'experts européens sur le stockage a émis un ensemble de recommandations applicables au stockage. Celles-ci ont été déclinées, après concertation, en France dans l'article 8.3.4 de la DTR. Parmi les recommandations mises en œuvre en France, l'application de la catégorisation des unités de production aux unités de stockage, la figure 2 s'applique donc aux unités de stockage ; en revanche le critère en tension n'est pas pris en compte pour les unités de stockage dont la Pmax est inférieure à 18 MW.

2.3.2 Code de l'énergie

Le code de l'énergie (article L.321-11, alinéa 4) prévoit que *« tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-5, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. »*

Il existe donc pour les installations de production uniquement, une obligation de participation au réglage primaire (via l'appel d'offres journalier FCR) et le cas échéant au réglage secondaire de fréquence (via la prescription à date mais via l'appel d'offres journalier aFRR à la cible) dès lors que des capacités constructives de réglage de fréquence sont exigées.

Concrètement, le seuil de participation à la FCR étant de 1 MW et dans la mesure où l'obligation de capacité constructive en réglage de fréquence en vigueur porte sur 2,5 % de la Pmax de l'unité pour la FCR (unité de type C, D) et 4,5 % de la Pmax de l'unité pour l'aFRR (unité de type D raccordée en HTB2 ou HTB3), l'obligation d'offrir la puissance correspondante à l'obligation de capacités constructives à l'appel d'offres de FCR ne concerne que les unités de production de plus de 40 MW (qui correspond à une capacité constructive de réglage primaire de fréquence de 1 MW car 2,5% * 40 = 1) .

2.4 Lien avec le processus de raccordement

2.4.1 Maille d'application des Capacités Constructives

Comme présenté au paragraphe 2.3.1, les exigences de capacités constructives (de réglage de la fréquence) sont définies dans la DTR de RTE.

Ces exigences s'appliquent :

- A la personne morale/physique titulaire de la convention de raccordement dont le cahier des charges des capacités constructives est une annexe, qui est aussi titulaire du contrat d'accès au réseau (CART);
- A une maille correspondante à une « unité » d'un point de vue raccordement, qui peut-être soit une unité de production synchrone, soit une unité de production asynchrone, soit une unité de stockage synchrone ou non synchrone[4].

Les paragraphes suivants rappellent la notion d'unité telle que définie dans la DTR, puis la proposition de RTE de déclinaison des capacités constructives d'un point de vue marché.

2.4.1.1 Rappels concernant les unités de production et unités de stockage

La DTR définit au Chapitre 1, Article 1.1 § 3.2 la notion d'installation (de production) en lien avec la notion d'unité. Une distinction est faite suivant si l'on se place dans le cas d'un parc « synchrone » ou « non-synchrone ». Le stockage n'est pas encore inclus dans ce chapitre de la DTR (article 1.1 relatif au cadre général du raccordement au RPT) mais RTE a présenté en concertation sa proposition d'appliquer une logique similaire (cf. concertation en cours sur le chapitre 1.2.4 relatif aux règles transitoires pour le raccordement du stockage).

[4] A date, seul le cas du stockage non synchrone est couvert dans la DTR de RTE

De façon synthétique, les cas sont :

- Cas de la production synchrone (incluant les moyens de production « conventionnels » thermiques et hydrauliques entre autres, y compris les STEP) : l'unité synchrone est le sous-ensemble constitutif de l'installation appartenant à un même producteur et située derrière un même point de raccordement ;
- Cas de la production non-synchrone (incluant les moyens de production type éolien ou solaire) : l'unité non-synchrone regroupe les installations de production de type asynchrone (éolien, PV, etc.) appartenant possiblement à différents producteurs et situées derrière un même point de raccordement.

Le schéma suivant illustre ces distinctions :

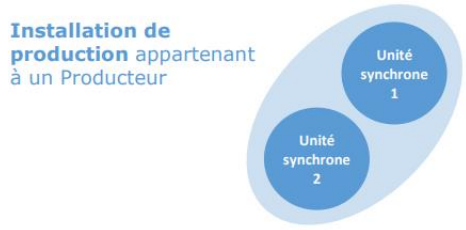


Figure 1: Exemple d'installation de production (Cas de 2 unités de production synchrones appartenant à un producteur)
Installation = U1 + U2 + matériels et équipements exploités par le producteur)

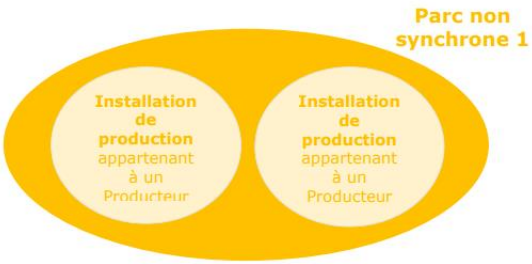
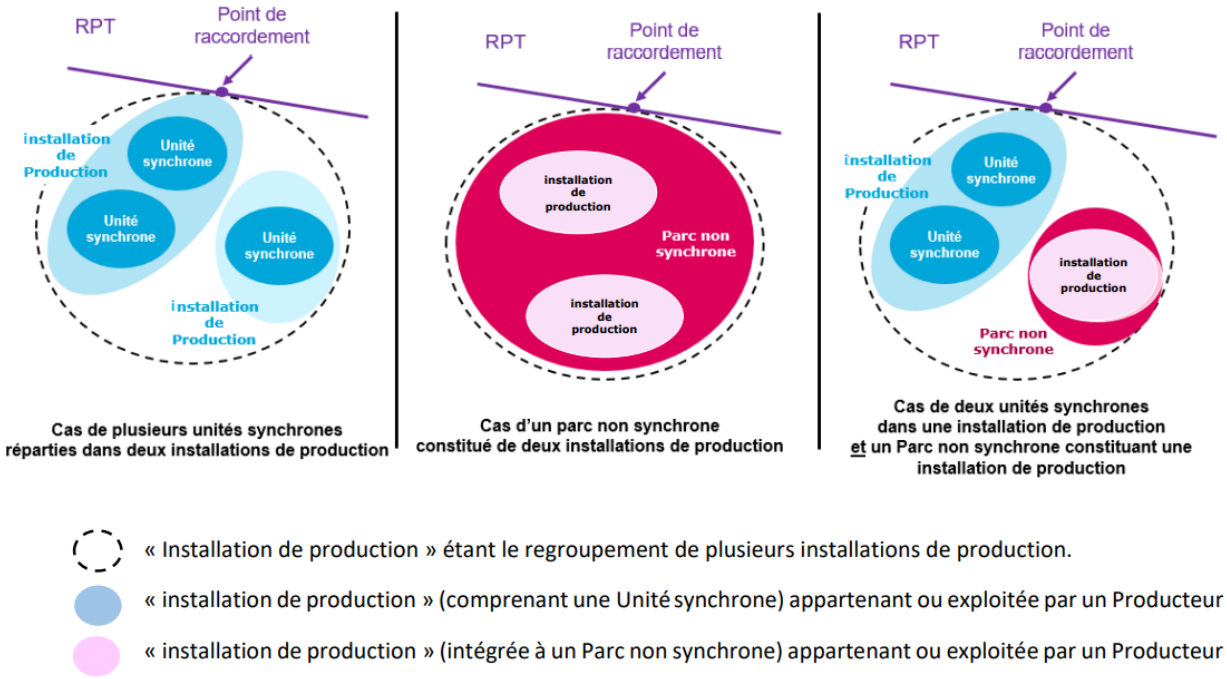


Figure 2 : Exemple d'installations de production (Cas d'une unité de production ***appartenant à plusieurs producteurs)***
Unité (Parc Non Synchrone de générateur) = Installation 1 + Installation 2

Ce même raisonnement vaut pour le stockage pour lequel on différencie les unités de stockage non synchrones et les unités de stockage synchrones. De plus, on différencie l'unité de stockage non synchrone de l'unité de production non synchrone même si elles partagent le même point de raccordement.

Il est également possible d'avoir, derrière un même point de raccordement une association d'unités synchrones et non-synchrones.

Le schéma suivant illustre les cas de figure possibles :



Enfin, dans le cas d'un site comprenant un parc éolien et une batterie, on distinguera alors deux unités :

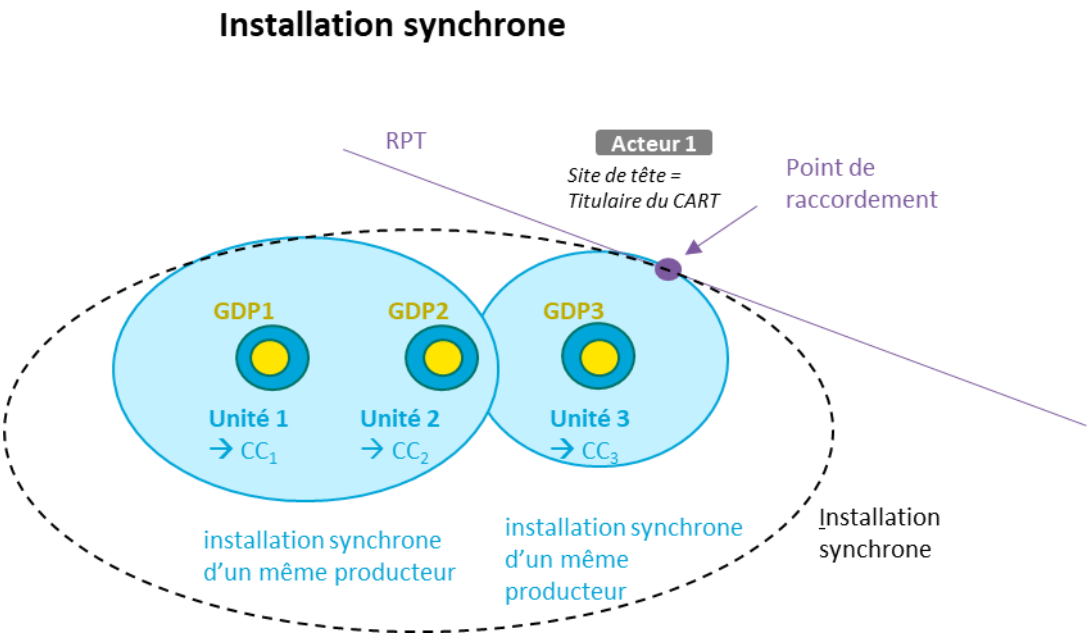
- Une unité de production non synchrone (ou PPM)
- Une unité de stockage non synchrone.

2.4.1.2 Cas des Unités de production Synchrones

La DTR stipule que les capacités constructives s'appliquent au niveau de chaque unité qu'elles soient synchrones ou non-synchrones.

Exemple :

Considérons le cas d'un moyen de production thermique, constitué de 3 groupes de production, les 3 unités synchrones (correspondant aux 3 groupes de production) composant l'Installation sont soumises chacune à des capacités constructives (notées dans le schéma ci-dessous CC_1, CC_2, CC_3). Ces unités peuvent appartenir ou être exploitées par des producteurs différents (type GMP). Néanmoins, au titre du raccordement, les trois cahiers des charges relatifs aux capacités constructives seront signés par RTE et le titulaire du CART.

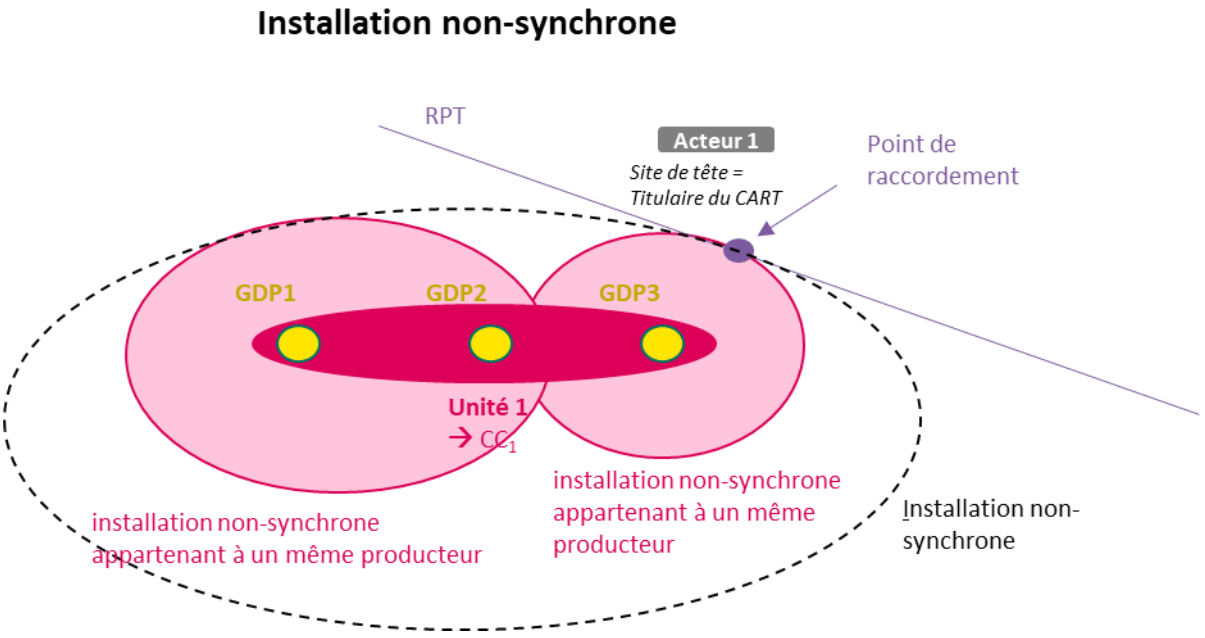


2.4.1.3 Cas des Unités de production non Synchrones

La DTR stipule que les capacités constructives s'appliquent au niveau de chaque unité (qu'elles soient synchrones ou non-synchrones).

Exemple :

Considérons le cas d'un moyen de production EnR (éolien), constitué de 3 installations de production non-synchrones, les exigences en termes de capacités constructives s'appliquent à une seule unité non-synchrone (composée des 3 installations de production), notée dans le schéma ci-dessous CC_1. Au sein de cette unité, il peut y avoir différents producteurs qui détiennent ou exploitent les groupes de production (type groupement multi-producteurs (GMP)). Néanmoins, au titre du raccordement, le cahier des charges relatif aux capacités constructives unique à la maille de cette unité sera signé par RTE et le titulaire du CART.



2.4.2 Proposition de déclinaison d'un point de vue marché

Les exigences de capacités constructives issues du raccordement étant liées à l'unité, il convient de définir le lien entre l'unité et les objets utilisés d'un point de vue marché dans les règles SSYf, à savoir les entités de réserves (EDR) et les sites (d'injection ou de stockage stationnaire).

Il convient également d'identifier clairement la personne morale/physique responsable, d'un point de vue des règles SSYf, des implications liées aux exigences de capacités constructives (de réglage de la fréquence).

2.4.2.1 Responsabilité des exigences de capacités constructives (de réglage de la fréquence)

Les règles SSYf actuelles font référence à l'article 3.2 à un acteur (non défini) disposant de capacités constructives. Cet acteur est soumis à une obligation de signer un accord de participation aux règles SSYf afin de pouvoir les mettre à disposition de RTE.

Historiquement, comme introduit au paragraphe 2.1, la notion d'acteur était directement assimilable au « titulaire du CART ». En effet, l'homogénéité des objets entre le raccordement et le marché ne requerrait pas davantage de précisions quant à la personne morale/physique responsable des implications liées aux capacités constructives issues du raccordement.

Désormais, a fortiori avec l'arrivée des moyens de stockage et les évolutions récentes du CART-P autorisant les groupements multi-producteurs, les cas où le titulaire du CART n'est pas directement la personne morale/physique responsable de l'accès au marché deviennent de plus en plus fréquents.

RTE propose d'expliciter la responsabilité du titulaire du CART disposant d'unités soumises à des exigences de capacités constructives (de réglage de la fréquence) à remplir les exigences qui en découlent dans les règles SSYf.

RTE considère par ailleurs qu'il est important de laisser la possibilité au titulaire du CART de déléguer sa responsabilité en lien avec les capacités constructives pour l'accès au marché. Cette possibilité est décrite au paragraphe 2.4.3.

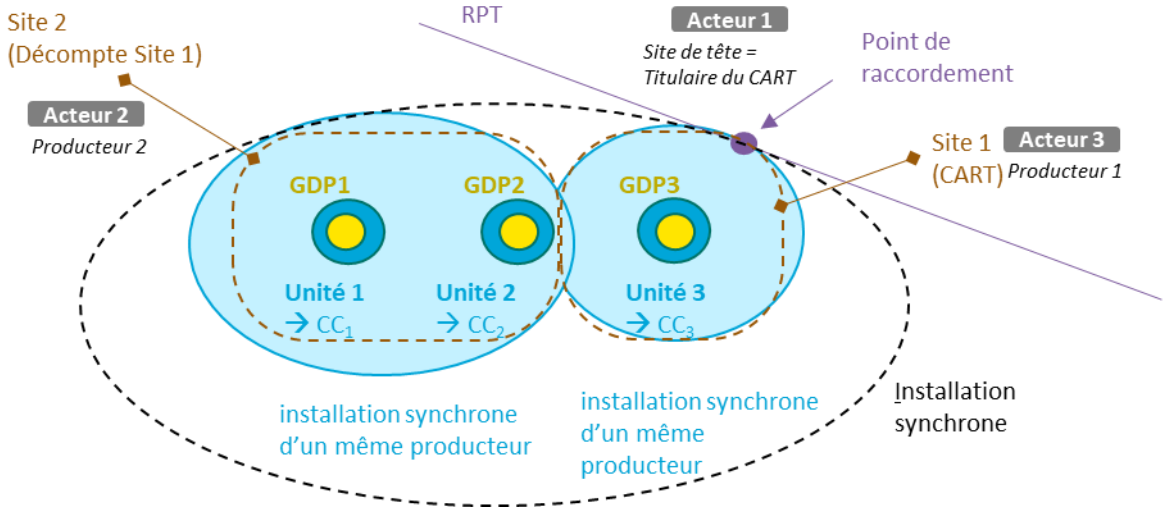
2.4.2.2 Lien entre unité, entité de réserve, site et limitations

D'un point de vue des règles SSYf, les objets utilisés sont les entités de réserves (EDR) constituées de sites (constitutifs d'entités de programmation (EDP)). Il convient donc de clarifier le lien entre les unités utilisées d'un point de vue raccordement et auxquelles sont rattachées les exigences de capacité constructives et les sites. Il convient également de détailler les implications associées en termes de constitution des EDR.

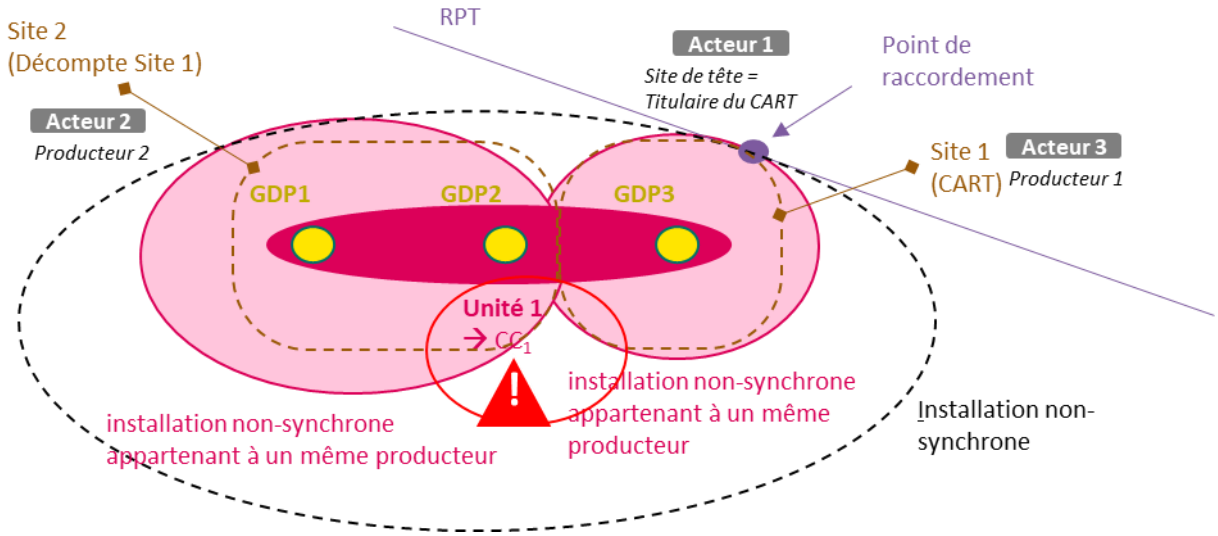
D'un point de vue marché, et tel que défini dans les règles SSYf, un site est identifié à partir du moment où il existe un contrat d'accès au réseau (de transport ou de distribution), un contrat de service de décompte, contrat unique ou contrat intégré (ces deux derniers ne concernant que le stockage et le soutirage).

En reprenant les exemples du paragraphe 2.4.1, il est possible d'un point de vue théorique d'envisager les cas suivants :

Installation synchrone



Installation non-synchrone



Dans le cas des unités non-synchrones, il est théoriquement possible d'avoir un contrat de service de décompte permettant d'identifier plusieurs sites pour la même unité. Cette configuration engendre des incompatibilités de responsabilité au titre des règles SSYf dans le cas où le site 1 et le site 2 de la même unité ne sont pas gérés par le même responsable de réserve. En effet les obligations de mise à disposition des capacités constructives, qui sont définies à la maille de l'unité, ne peuvent pas être directement « réparties » entre les différents responsables de réserve car il n'est pas prévu de ventilation des capacités constructives à une maille autre que celle de l'unité.

Aussi, la déclinaison de la notion de capacité constructive au sens des règles SSYf nécessite que les sites regroupés au sein de la même unité appartiennent au périmètre de réserve d'un même responsable de réserve.

Autrement dit, RTE propose que des sites regroupés au sein d'une même unité soumise à des obligations de capacités constructives de réglage de la fréquence soient regroupés au sein d'une même entité de réserve et donc dans le périmètre de réserve d'un même responsable de réserve.

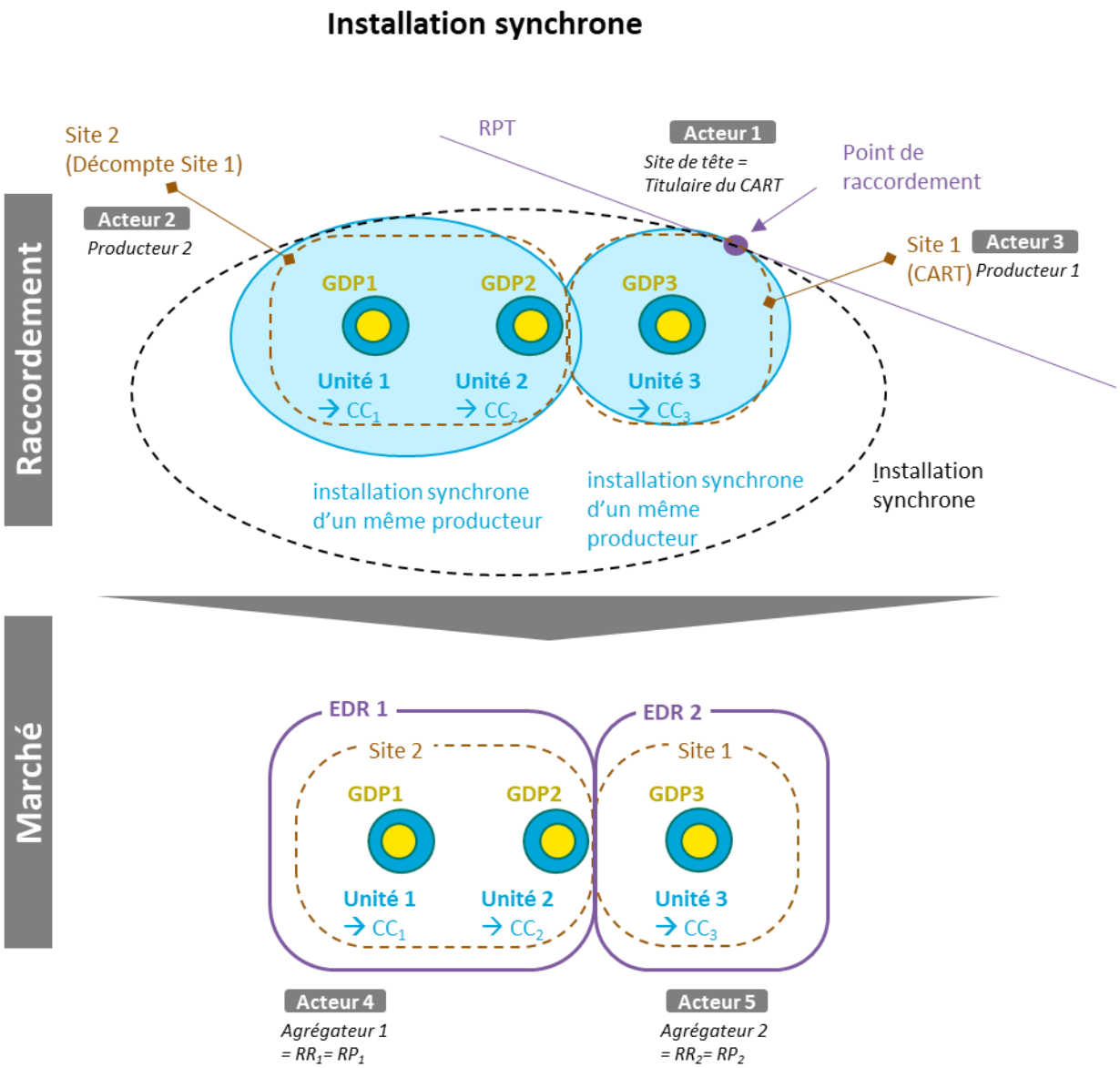
Il convient de rappeler que d'après la DTR, le titulaire du CART disposant d'une unité soumise à des obligations de capacités constructives doit désigner le responsable de programmation pour chacun des groupes de production ou site qui la compose. Si l'on considère par ailleurs que les règles SSYf imposent l'unicité entre le responsable de programmation et le responsable de réserve, la proposition précédente impose que le responsable de programmation soit le même pour l'ensemble des sites ou groupes de production regroupés au sein d'une même unité.

Autrement dit, la DTR prévoit que le titulaire du CART désigne un responsable de programmation qui, d'après la proposition précédente doit être unique pour l'ensemble des groupes de production ou sites regroupés au sein d'une même unité soumise à des obligations de capacités constructives de réglage de la fréquence.

NB : dans le cas où les unités ne sont pas soumises à des obligations de capacité constructive de réglage de la fréquence, les limitations précédentes ne s'appliquent pas, et seule la notion de site (regroupés en entité de programmation) permet de distinguer les configurations possibles pour les entités de réserve des responsables de réserve. Pour rappel, une unité non soumise à une obligation de capacité constructive de réglage de fréquence peut le devenir en cas de modification substantielle (chapitre 5.2 de la DTR).

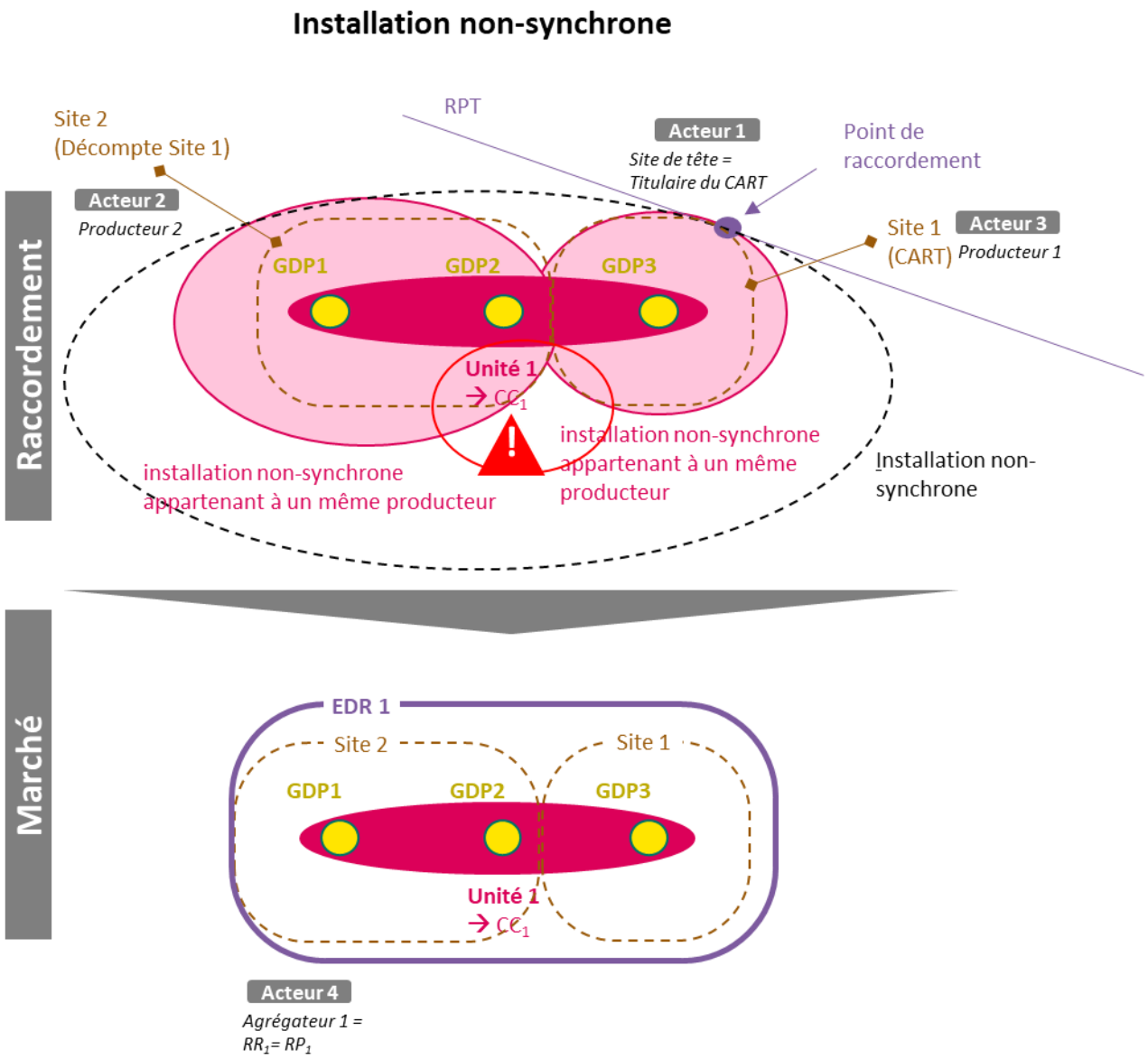
2.4.2.3 Exemples

Exemple 1 : Cas d'une installation synchrone :



Dans ce cas, il est possible d'un point de vue marché que les sites 1 et 2 qui appartiennent chacun strictement à une unité soumise à des obligations de capacités constructives soient rattachés à des périmètres de réserve de responsables de réserve différents. Cependant il n'est pas possible pour les unités 1 et 2 d'appartenir à des EDR différentes car elles sont associées à un même site. NB : il est également possible que les acteurs 2 et 3 (producteurs des sites 1 et 2) soient eux-mêmes les responsables de réserve.

Exemple 2 : Cas d'une installation non-synchrone



Dans ce cas, il n'est pas possible d'un point de vue marché que des responsables de réserve différents utilisent les sites 1 et 2 qui appartiennent à la même unité soumise à des obligations de capacités constructives.

2.4.3 Cas de délégation de responsabilité liée à la mise à disposition des Capacités Constructives via les règles SSYf

Comme présenté au paragraphe 2.4.2.1, RTE propose de clarifier la possibilité de délégation des exigences de mise à disposition des capacités constructives d'un point de vue des règles SSYf du titulaire du CART vers un responsable de réserve tiers.

RTE propose une nouvelle annexe dans les règles SSYf (annexe 18) permettant de signer un accord entre un titulaire du CART et un responsable de réserve en vue du rattachement d'une ou plusieurs Unités disposant de Capacités Constructives de Réglage de la Fréquence au Périmètre de Réserve de ce Responsable de Réserve.

Dans le cas d'un accord de délégation, le responsable de réserve est tenu de mettre à disposition de RTE un volume de réserve supérieur ou égal à la somme des capacités constructives des unités du périmètre de réserve du responsable de réserve via la soumission d'offres sur les appels d'offres journalier de contractualisation des réserves.

Cette annexe ne dégage pas le titulaire du CART de sa responsabilité liée aux exigences de mise à disposition des capacités constructives : en cas de dénonciation par le responsable de réserve ou par le titulaire du CART de l'accord, ce dernier redevient automatiquement le responsable direct d'un point de vue des règles SSYf du respect des exigences liées à la mise à disposition des capacités constructives. En particulier, lorsqu'un accord vient à être dénoncé, le titulaire du CART doit immédiatement signer un nouvel accord avec un autre responsable de réserve, ou bien devenir responsable de réserve au titre de l'article 3.2.1 des règles SSYf en signant un accord de participation aux règles SSYf).

L'accord précise également la possibilité pour le responsable de réserve d'utiliser les données de télémesures mises en place par le titulaire du CART, si le titulaire du CART en donne l'autorisation. Dans le cas où le titulaire du CART n'autorise pas le responsable de réserve à utiliser ses données de télémesure, le responsable de réserve devra disposer de ses propres télémesures.

2.4.4 Proposition de simplification relative au contrôle périodique

RTE considère que les dispositions relatives au contrôle périodique des capacités constructives n'entrent pas dans le cadre des règles marché SSYf.

RTE propose de supprimer les dispositions relatives au contrôle périodique des règles SSYf, étant considéré que ces dispositions sont déjà décrites dans le cadre du contrôle périodique des capacités constructives.

2.5 Impact sur le processus de certification

2.5.1 Certification d'une EDR composée uniquement d'unités soumises à des capacités constructives

2.5.1.1 Activités en lien avec le processus de raccordement

Comme vu dans les parties précédentes, les exigences de capacités constructives sont liées à une unité. Le titulaire du CART disposant de cette unité réalise un certain nombre de tests et d'essais lors du processus de raccordement permettant de valider les exigences minimales requises et ainsi valider son raccordement. A l'issue de ce processus, un procès-verbal de raccordement « étape 3 » est établi (FON : Final Operationnal Notification). Conformément à l'obligation des règles SSYf de signer un accord de participation pour le titulaire du CART ou de signer une délégation à un responsable de réserve tiers, une entité de réserve comprenant l'unité ayant fait l'objet du processus de raccordement sera automatiquement ajoutée au périmètre de réserve du responsable de réserve.

2.5.1.2 Certification « en capacité constructive » d'une EDR « minimale » d'un point de vue des règles SSYf

Cette entité de réserve peut être considérée comme une entité de réserve « minimale », car composée d'une unique unité (ou de plusieurs unités de production synchrones si elles sont associées à un même site) soumise à des exigences de capacités constructives de réglage de la fréquence. Les valeurs de certification de cette entité de réserve « minimale » correspondent ainsi directement aux valeurs des exigences de capacités constructives issues du processus de raccordement et seraient notées au sens des règles SSYf « capacités constructives ». Ces valeurs de certification sont décrites dans l'annexe 4 des règles SSYf.

RTE propose donc que les entités de réserve constituées strictement d'une ou plusieurs unités soumise à des exigences de capacités constructives de réglage de la fréquence soient certifiées à des valeurs notées « capacités constructives », détaillées dans l'annexe 4 des règles SSYf, à l'issue du processus de raccordement et après la formalisation du « procès-verbal de raccordement étape 3 (FON) ».

Remarque : dans le cas d'installations existantes ne disposant pas de procès-verbal de raccordement étape 3 ou de capacités constructives définies dans leur convention de raccordement, les valeurs de capacités constructives de l'annexe 4 font foi. Les valeurs de capacité constructives intégrées à l'annexe 4 seront validées en accord avec les acteurs concernés.

2.5.2 Certification « marché » d'une EDR

En parallèle, et comme déjà prévu aujourd'hui d'un point de vue des règles SSYf, il est possible pour un responsable de réserve de faire une demande de certification pour une EDR composée de sites (quelle que soit sa composition). Dans ce cas, le responsable de réserve effectue une demande telle que prévue à l'article 5.2.3 des règles SSYf.

Les caractéristiques demandées par le responsable de réserve pour l'EDR devront être démontrées en accord avec les tests et éléments demandés par les annexes 15 et/ou 16 des règles SSYf.

A l'issue du processus de certification demandé par le responsable de réserve, et en cas d'accord favorable de RTE, un procès-verbal de certification marché est établi. Ce procès-verbal permet de définir les valeurs de « capacité marché » certifiées pour l'EDR. Ces valeurs de certification sont décrites dans l'annexe 4 des règles SSYf.

Compléments :

- Si le responsable de réserve ne fait pas de demande explicite de certification pour des valeurs de capacité marché supérieures aux capacités constructives pour une EDR « minimale », celle-ci obtiendra automatiquement une certification marché avec des valeurs de capacité marché strictement égales aux valeurs de capacités constructives ;
- Un responsable de réserve peut demander une certification marché pour une EDR « minimale » constituée d'une unique unité soumise à des obligations de capacités constructives de réglage de la fréquence supérieure aux valeurs de capacités constructives. Dans ce cas, le processus classique de certification (via les annexes 15/16) s'applique ;

- Un responsable de réserve peut, dans le respect des règles d'agrégation applicables, demander une certification marché pour une EDR composée d'un agrégat d'unité(s) soumise(s) à des obligations de capacités constructives et d'autres sites. Dans ce cas,
    - les valeurs de capacité marché de l'EDR seront strictement supérieures à la somme des capacités constructives de/des unités, et ;
    - les valeurs de capacité constructive de l'EDR seront égales à la somme des capacités constructives de/des unités ;
- D'un point de vue opérationnel :
    - lors d'une demande de certification marché d'une EDR, les résultats de tests/essais des unités soumises à des exigences de capacités constructives la composant pourront, le cas échéant, être utilisés dans le cadre des essais de certification marché ;
    - le cas échéant, il est envisageable de mutualiser les tests/essais de certification de capacité constructive et de capacité marché d'un point de vue opérationnel en réalisant les essais à hauteur de la capacité marché.

2.5.3 Proposition de définitions de capacité constructive et capacité marché d'un point de vue des règles SSYf

2.5.3.1 Proposition de définition de capacité constructive

Afin de clarifier les conditions d'application des capacités constructives de réglage de fréquence, RTE propose d'ajouter une définition formelle dans les règles.

RTE propose ainsi la définition de capacité constructive suivante :

Capacité(s) Constructive(s) ou Capacités Constructives de Réglage Automatique de la Fréquence	Au sens des Règles SSYf, volume minimal de Réserve Primaire et/ou Réserve Secondaire associé à une loi de réglage et une dynamique applicables aux Unités de production et de stockage indiquées dans l'Annexe 4. La valeur de Capacité Constructive d'une Entité de Réserve correspond à la somme des valeurs de Capacité Constructive des Unités qui la composent.

2.5.3.2 Proposition de définition de capacités marché

Afin de clarifier les conditions d'application des capacités marchés, RTE propose d'ajouter une définition formelle dans les règles.

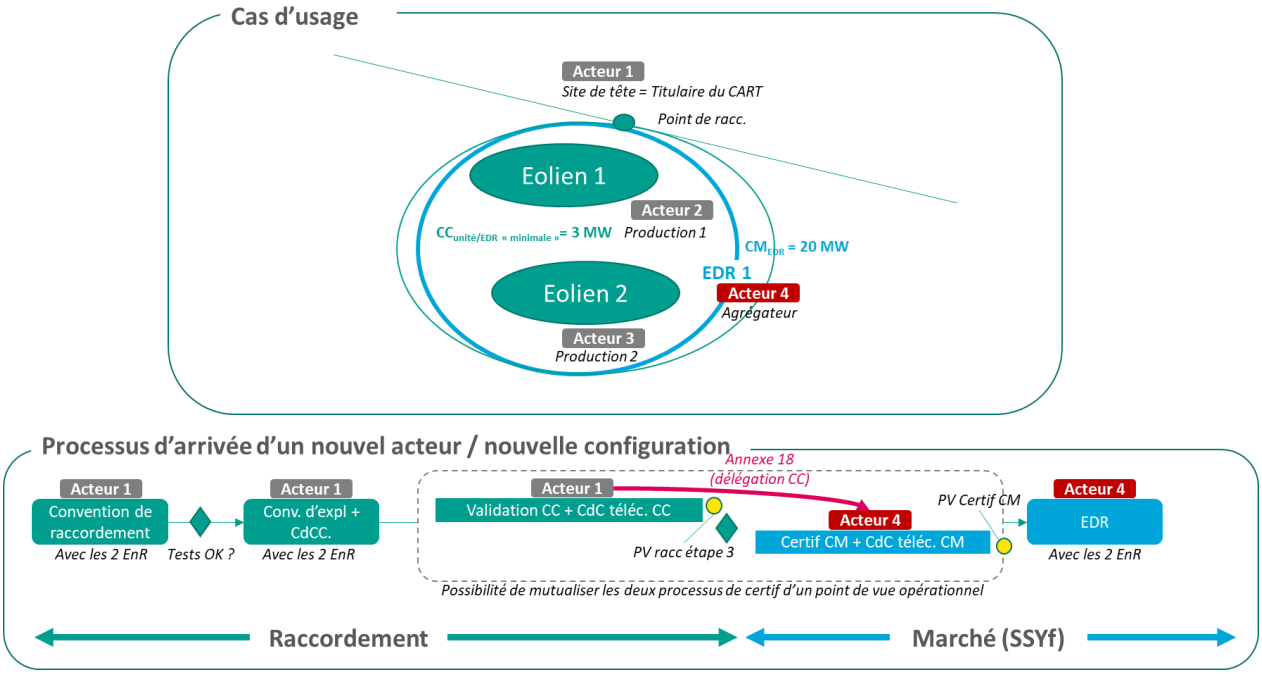
RTE propose ainsi la définition de capacité marché suivante :

Capacités marchés	Au sens des Règles SSYf, valeurs de Réserve Primaire et/ou Réserve Secondaire indiquées dans l'Annexe 4, certifiées pour une EDR et validées dans le Certificat d'Aptitude de l'EDR.

2.5.4 Vision globale du processus de certification dans le cas d'une EDR comportant une unité

soumise à des exigences de capacités constructives

Le schéma suivant illustre un cas de certification issu du raccordement pour une EDR « minimale », avec une demande de certification marché avec des valeurs supérieures aux capacités constructives, et avec délégation à un responsable de réserve tiers de la responsabilité des exigences de capacité constructive.



2.5.5 Proposition de suppression de la typologie historique des EDR injection et soutirage

En considérant les principes énoncés aux paragraphes précédents, et notamment la possibilité de certifier des EDR composées indifféremment de sites / unités soumises ou non aux exigences de capacité constructive (possiblement en application également des dispositions transitoires relatives aux EDR mixtes) ainsi que la clarification de l'identification en annexe 4 des capacités constructives et des capacités marchés, la pertinence de la distinction entre EDR injection et soutirage semble limitée.

RTE propose donc de ne plus distinguer de typologie d'EDR (injection ou soutirage) dans les règles SSYf, mais de n'utiliser que les valeurs de capacité certifiée constructive ou marché identifiées en annexe 4 pour définir, le cas échéant, les obligations et exigences liées à ces valeurs de certification.

2.6 Mise à disposition des capacités constructives

Comme introduit au paragraphe 2.3.2, une unité de production soumise à des obligations de capacités constructives doit, selon le code de l'énergie, les mettre à disposition de RTE.

Comme proposé au paragraphe 3.4.4, une unité de stockage soumise à des obligations de capacités constructives doit, d'après la proposition de RTE, les mettre à disposition de RTE.

2.6.1 Réserve primaire

Dans le cas de de la réserve primaire, la mise à disposition des capacités constructives ne peut se faire que par l'appel d'offres journalier FCR.

RTE propose de préciser qu'un responsable de réserve ayant dans son périmètre une ou plusieurs EDR ayant des valeurs non-nulles de capacités constructives de FCR identifiées en annexe 4 doit les mette à disposition à l'appel d'offres FCR (conformément à la limite de 1 MW minimum en vigueur sur la plateforme d'échange européenne) en déposant des offres au minimum à hauteur de la somme des capacités constructives des entités de réserve (tronquées au MW près) de son périmètre de réserve telles que décrites en Annexe 4

2.6.2 Réserve secondaire

Dans le cas de de la réserve secondaire, la mise à disposition des capacités constructives se fait :

- A la cible via l'appel d'offres journalier de capacité aFRR ;
- Actuellement, en période de « relais de fonctionnement » de l'appel d'offres journalier de capacité aFRR par prescription.

RTE propose de préciser qu'un responsable de réserve ayant dans son périmètre une ou plusieurs EDR ayant des valeurs non-nulles de capacités constructives d'aFRR identifiées en annexe 4 doit les mette à disposition à l'appel d'offres aFRR (conformément à la limite de 1 MW minimum en vigueur sur la plateforme RACOON) en déposant des offres au minimum à hauteur de la somme des capacités constructives des entités de réserve (tronquées au MW près) de son périmètre de réserve telles que décrites en Annexe 4. En période de relais de fonctionnement, ces capacités sont utilisées dans le cadre de la prescription.

2.7 Impact sur le contrôle de performances et ses conséquences

2.7.1 Contrôle de performance

Le contrôle de performance n'est pas impacté par les clarifications proposées par RTE autour des capacités constructives dans la mesure où le contrôle se fait à la maille de l'EDR et que les critères de contrôle sont les mêmes quelle que soit l'EDR.

2.7.2 Défaillances de réglage

Le contrôle de performance peut pour une EDR donnée, conformément aux modalités décrites à l'article 14 des règles SSYf, détecter une défaillance de réglage primaire et/ou secondaire.

2.7.2.1 Cas des EDR « minimales » composées d'une unique unité soumise à des exigences de capacité constructive

Suite à une notification par RTE d'une défaillance pour une EDR « minimale », le responsable de réserve doit mettre en conformité l'EDR conformément à l'article 14.4.4 des règles SSYf.

2.7.2.2 Cas général

Suite à une notification par RTE d'une défaillance pour une EDR, le responsable de réserve peut résoudre le problème à l'origine de la défaillance de réglage et le démontrer à RTE. Le cas échant, s'il est dans l'incapacité d'assurer les valeurs de capacités marché certifiées, le responsable de réserve peut demander une baisse des valeurs de capacité marché. Dans ce cas, un nouveau procès-verbal de certification marché sera établi.

Le cas échéant, RTE peut :

- Revoir les valeurs de capacités marché de l'EDR conformément à l'article 5.5 des règles SSYf : dans ce cas, RTE peut réduire les valeurs de capacité marché de l'EDR ;
- Modifier la composition en sites de l'EDR conformément à l'article 4.3.2 des règles SSYf : dans ce cas, RTE peut retirer un ou plusieurs sites de l'EDR et le cas échéant revenir à la composition de l'EDR « minimale » /des EDR « minimales » (lorsque l'EDR contient des unités soumises à des exigences de capacités constructives) ;
- Si l'EDR ne comporte aucune unité soumise à des exigences de capacité constructive, retirer le certificat de l'EDR conformément à l'article 5.5 des règles SSYf : dans ce cas, RTE revoit à zéro les valeurs de capacité marché de l'EDR, qu'il devient dès lors possible de retirer du périmètre de réserve du responsable de réserve.

3 EVOLUTION DU TRAITEMENT DU STOCKAGE DANS LES REGLES SERVICES SYSTEME

3.1 Contexte

Actuellement les Règles SSYf ne font apparaitre la notion de stockage que via le cadre des définitions qui assimilent entièrement un site de stockage à un site de soutirage. De plus, la participation des moyens de stockage est aujourd'hui considérée uniquement dans les dispositions transitoires des règles SSYf.

Historiquement, la qualification en expérimentation et la nécessité de pouvoir procéder rapidement à des agréations de moyens de stockage avec d'autres moyens de stockage ou d'autre types de sites ont conduit à l'assimilation d'un site de stockage à un site de soutirage au sens des règles SSYf.

En outre, cette « équivalence » parfaite entre un moyen de stockage et un site de soutirage permettait de limiter très fortement les évolutions nécessaires pour permettre la participation du stockage aux SSYf et ainsi accélérer sa mise en œuvre.

De fait, ces dispositions ont permis l'émergence de capacités de stockage participant aux SSYf dans un délai raisonnable.

3.2 Besoins d'évolution

L'assimilation actuelle à un site de soutirage, si elle a l'avantage de simplifier le traitement du stockage de façon transitoire, comporte aussi l'inconvénient d'hériter de l'ensemble des modalités applicables au soutirage qui ne sont pas toujours pertinentes (et vice versa). Par ailleurs, ce traitement n'est pas compatible à la cible avec les modalités de traitement du stockage prévues par les mécanismes tiers de RTE comme le mécanisme d'ajustement et le mécanisme de capacité.

Les principales limitations identifiées sur le long terme sont :

- au niveau des règles de marché : le stockage comporte des particularités qu'il peut être intéressant de distinguer des capacités classiques. On peut citer notamment le traitement des énergies de réglage d'un point de vue SSYf (qui peut être amené à être différencié de celui applicable aux sites de soutirage) ;
- au niveau de l'harmonisation inter-mécanismes : afin de pouvoir traiter les moyens de stockage de façon uniforme sur l'ensemble des mécanismes et services de RTE (depuis le raccordement jusqu'à l'ensemble des mécanismes de marché comme le MA ou le mécanisme de capacité), il est nécessaire d'aligner la façon dont est considéré le stockage au niveau des règles SSYf avec les autres mécanismes de marché ;
- au niveau technique : afin de pouvoir appliquer des modalités particulières au stockage (côté SSYf, mais surtout au niveau des autres mécanismes de marché RTE dans une volonté d'harmonisation inter-mécanismes), il convient d'être en mesure d'identifier le stockage de façon claire dans les applications SI de RTE (notamment pour des problématiques de gestion du référentiel).

RTE propose donc de clarifier le cadre applicable aux moyens de stockage dans les règles SSYf afin de s'affranchir des limitations associées à la modélisation transitoire du stockage pour les SSYf. Par ailleurs, RTE considère que si des évolutions ou adaptations nécessaires pour le stockage se présentent dans le futur elles en seront facilitées.

3.3 Remarques concernant la transition depuis les modalités actuelles

RTE considère qu'il convient de minimiser les impacts pour les acteurs disposant actuellement de capacités de stockage, ou ayant prévu une participation à court-moyen terme dans le cadre des dispositions transitoires actuelles. A ce titre, RTE considère que les évolutions applicables au stockage permettent une équivalence fonctionnelle de traitement avec les modalités transitoires actuellement applicables sur la plupart des points.

Il est toutefois à noter que parmi les évolutions proposées dans les paragraphes suivants, le passage du stockage des EDP soutirage à des EDP injection génère quelques contraintes au niveau des agrégations (pour la plupart temporaires, cf. chapitre 8 sur les possibilités d'agrégation et le lien avec les EDP).

A l'heure actuelle, les modalités de bascule depuis les modalités transitoires vers les modalités cibles pour les capacités existantes sont en cours de définition afin de garantir des configurations satisfaisantes pour les acteurs malgré les contraintes exposées ci-dessus.

3.4 Proposition de déclinaison du stockage dans les règles SSYf

3.4.1 Temporalité des évolutions proposées

RTE propose que les évolutions du traitement applicable au stockage décrites aux paragraphes suivants soient intégrées aux règles SSYf V7.1, et applicables de façon concomitante avec le jalon de la date G (EDR multi-EDP et EDR mixtes). En effet, à partir de la date G, la programmation en SSYf sera considérée au niveau de l'EDR (et non plus de l'EDP comme aujourd'hui) ce qui permettrait de faciliter les modalités d'agrégation pour des sites faisant partie d'EDP non soutirage (voir paragraphe programmation 3.4.5).

La date de bascule est notée C dans les règles SSYf V7.1.

3.4.2 Définition d'un site de stockage ou d'une installation de stockage

De façon similaire à ce qui est fait côté MA-RE, RTE propose d'introduire la notion de « site de stockage » dans les règles SSYf, distincte des sites d'injection ou groupes de production et sites de soutirage classiques.

Ainsi, il devient possible d'appliquer les traitements souhaités pour le stockage (selon les besoins des acteurs et/ou de RTE, à court terme ou à la cible), sans impacter les obligations liées aux sites classiques.

RTE propose ainsi la définition d'un site de stockage suivante :

<u>Site de Stockage Stationnaire</u> : Il s'agit d'un Site :

- *Associé à une ou plusieurs Unités de Stockage Stationnaires installées sur un même Site et exploitées par le même Utilisateur. Le Site englobe tous les matériels et équipements exploités par l'Utilisateur. Le Site englobe tous les matériels et équipements exploités par l'Utilisateur.*
- *pour lequel a été conclu soit un Contrat d'Accès au Réseau de Transport, soit un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution, soit un Contrat de Service de Décompte, soit un Contrat Unique; et*

- *rattaché en totalité à un et un seul Responsable d'Equilibre.*

Comme exposé au paragraphe précédent, la définition est assortie d'une date pivot notée C, avec un préavis d'un mois, à partir de laquelle la notion de « site de stockage stationnaire » sera applicable au sens des règles SSYf.

3.4.2.1 Remarques complémentaires relatives à l'identification du stockage dans les règles SSYf

Suite à l'explicitation de la notion de stockage dans les règles SSYf, il est important de préciser les principes suivants qui seront à respecter par les acteurs lors de la constitution de leurs périmètres :

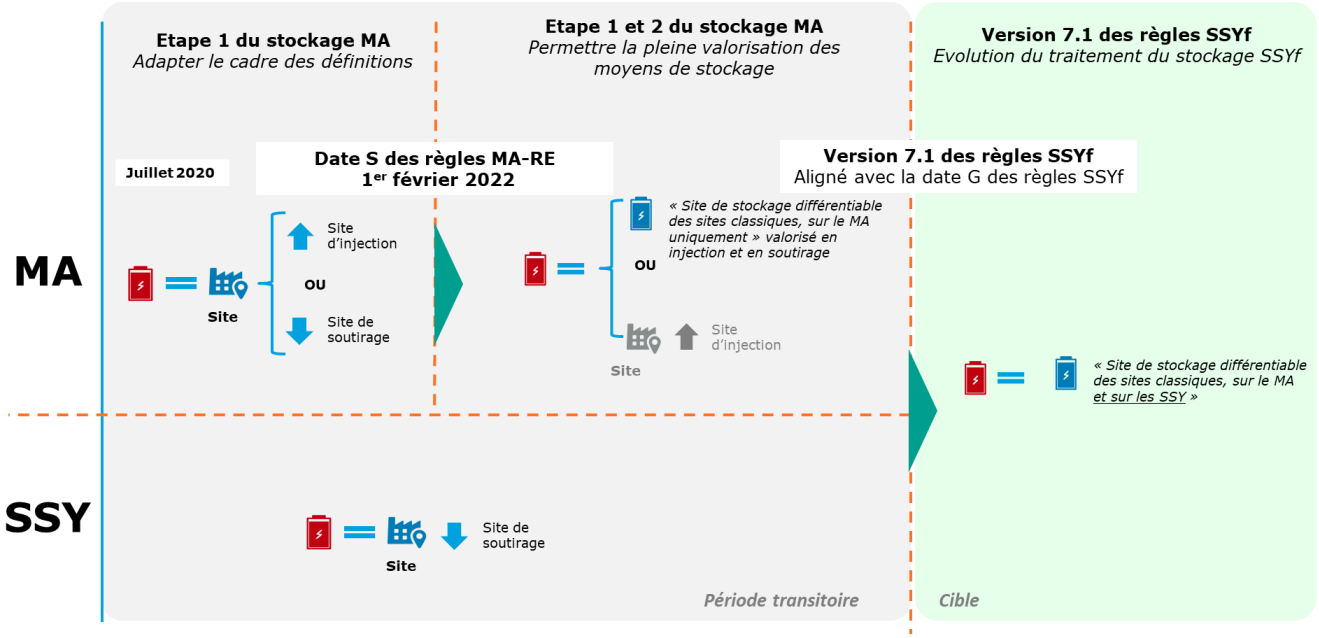
- Principe de cohérence inter-GR : les sites de stockage doivent être remontés de façon identique au GRD et au GRT
- Principe de cohérence inter-mécanismes : la typologie stockage d'un site s'applique pour le MA et pour les SSYf

3.4.2.2 Remarques complémentaires relatives à l'identification du stockage comme des sites classiques

Afin d'harmoniser au mieux le traitement du stockage entre les mécanismes et d'un point de vue opérationnel pour RTE, il est proposé de ne pas autoriser la possibilité pour un responsable de réserve de déclarer un site de stockage en site de soutirage ou en site d'injection.

3.4.3 Synthèse des évolutions liées à la définition du stockage

L'illustration ci-dessous synthétise les évolutions du traitement du stockage prévues sur les mécanismes MA et SSYf.



3.4.4 Stockage et capacités constructives de réglage de la fréquence

3.4.4.1 Cas général

D'un point de vue raccordement, la notion de capacité constructive historiquement applicable aux unités de production a été étendue aux unités de stockage. Les principes proposés par RTE sont issus des préconisations de l'Expert Groupe « Storage » piloté par l'ACER et l'ENTSO-E dans lequel a participé un large panel d'acteurs du système électrique Européen.

Dans son rapport, cet expert group[5] préconise entre autres l'extension des modalités applicables aux unités de production aux unités de stockage.

RTE propose d'étendre la logique prévue d'un point de vue raccordement pour le stockage disposant de capacités constructives et ainsi de considérer, dans le cas général, les mêmes droits et obligations d'un point de vu des règles SSYf que les groupes d'injection disposant de capacités constructives actuellement.

Cette proposition semble justifiée par le fait que les moyens de stockage n'ont pas de raison apparente de générer des impacts différents sur le système que les groupes de production. Aussi RTE tient à garantir une équité de traitement des unités de stockage et des unités de production vis-à-vis des exigences de capacités constructives.

3.4.4.2 *Cas particulier de la prescription en réserve secondaire en période de relai de fonctionnement*

Dans le contexte actuel de « relais de fonctionnement » activé pour l'appel d'offres de réserve secondaire, RTE considère qu'une obligation de prescription pour les entités de réserves disposant d'unités de stockage soumises à des obligations de capacités constructives générerait des contraintes techniques de mise en œuvre pour les acteurs qui seraient injustifiées au vu du caractère temporaire de la période de relais de fonctionnement. De plus, le calcul des prescriptions est fait sur le programme prévisionnel de production des sites d'injection soumis à l'obligation, modalité qui parait peu pertinente pour les sites de stockage.

Par dérogation au paragraphe précédent, RTE propose donc que les unités de stockage soumises à des obligations de capacité constructive de réserve secondaire de réglage de la fréquence ne soient pas soumises à l'obligation de prescription.

RTE tient à rappeler qu'à la fin de la période de relais de fonctionnement, l'obligation de mettre à disposition les capacités constructives de réserve secondaire de réglage de la fréquence pour les unités de stockage à l'appel d'offre aFRR, tel que décrit au paragraphe 2.6.2 reste applicable.

3.4.5 Périmètre de programmation

Aujourd'hui, les sites de stockage étant considérés comme des sites de soutirage, ceux-ci rejoignent, conformément à la section 1 des règles MA-RE une EDP soutirage. Dès lors, en considérant (comme proposé au 3.4.2) le stockage de façon indépendante des sites d'injection ou de soutirage dans les règles SSYf, le périmètre de programmation pour le stockage évolue.

[5] Storage Expert Group: (windows.net)

RTE propose, conformément à la section 1 des règles MA-RE qu'un site de stockage rejoigne une EDP (injection).

Ces évolutions sont importantes dans une logique de participation transverse du stockage aux mécanismes de marché de RTE. En particulier, cette évolution permet au stockage de participer au MA et aux SSYf de façon cohérente, le stockage devant, à partir de la date S décrite dans les règles MA-RE (1er Février 2022) rejoindre une EDP lorsqu'il fait également partie d'une EDA. Concrètement, cette disposition se traduit :

- Pour les sites de stockage raccordés au RPT : à rejoindre une EDP et à envoyer systématiquement un programme en SSYf (si participation aux SSYf) et en puissance active (si non nulle), en cohérence avec les modalités attendues d'un point de vue programmation pour les sites de stockage RPT et décrites dans la section 1 des règles MA-RE ;
- Pour les sites de stockage raccordés au RPD : à rejoindre une EDP dès lors qu'ils font partie d'une EDA, et à envoyer systématiquement un programme en SSYf (si participation aux SSYf) et en puissance active (si non nulle), en cohérence avec les modalités attendues d'un point de vue programmation pour les sites de stockage RPD et décrites dans la section 1 des règles MA-RE.

En conséquence, le responsable de réserve doit disposer pour ses sites de stockage d'un accord entre le responsable de programmation l'utilisateur du site de stockage matérialisé par l'annexe 6 de la section 1 des règles MA-RE.

Cet accord est attendu uniquement dans le cas où le responsable de réserve est différent du titulaire du CART (ou du contrat de décompte).

3.4.5.1 Remarques concernant la programmation des sites de stockage et des sites injection RPD

Tout site participant aux SSYf doit rejoindre une EDP ou une EDP soutirage pour assurer la programmation de sa contribution aux SSYf.

De plus, il est précisé dans la section 1 des règles MA-RE les dispositions suivantes :

- Pour un site d'injection ou de stockage raccordé au RPT :
  - programmation obligatoire à RTE via une EDP (relativement au code de l'énergie pour les sites d'injection et via les règles MA-RE et le CART pour le stockage).
- Pour un site d'injection raccordé au RPD **:**
  - Programmation obligatoire à RTE via une EDP (relativement au code de l'énergie pour les sites d'injection) si participation au MA (= si le site fait partie d'une EDA). Une souplesse est accordée pour les sites d'injection par RTE dans les règles MA-RE avec la date I.
- Pour un site de stockage raccordé au RPD **:**
  - Programmation obligatoire à RTE via une EDP (via les règles MA-RE) si participation au MA (= si fait partie d'une EDA).

3.4.5.2 Remarques liées aux limitations liées au périmètre de programmation lors d'une participation simultanée au MA et aux SSYf

A partir de la notification de la date C liée à l'explicitation du stockage dans les règles SSYf, pour une participation simultanée MA et aux SSYf, une contrainte supplémentaire est à prendre en compte (après la date notée S dans la section 1 des règles MA-RE, 1er Février 2022). Une EDA (Entité D'Ajustement) est nécessairement mono EDP, et d'un point de vue des règles SSYf, l'EDP est nécessairement incluse dans l'EDR. Par transitivité, il en résulte que l'EDA est incluse dans l'EDR.

3.4.6 Périmètres de réserve

RTE propose d'ajouter dans le cas du stockage l'accord du RE du site. Contrairement aux sites de soutirage pour lesquels il existe une disposition du code de l'énergie permettant l'indépendance entre le RE et l'utilisateur du site, aucune modalité similaire ne s'applique aux sites de stockage. Aussi RTE considère qu'un tel accord apporterait plus de transparence sur les actions réalisées par le responsable de réserve lorsque celui-ci est différent du responsable d'équilibre, notamment en lien avec les traitements des périmètres RE proposés au paragraphe 3.4.7.

Lorsqu'un site de stockage rejoint une EDR, l'accord entre le RE et l'utilisateur du site doit être donné via la signature de l'annexe 5 des règles SSYf qui a été étendue aux sites de stockage.

3.4.7 Traitement des énergies de réglage pour un site de stockage

La participation aux SSYf impacte les énergies injectées ou soutirées du site fournissant ce service. Ces énergies de réglage impactent les responsables de réserve en ce qui concerne la valorisation associée à l'énergie fournie ou économisée pour réaliser le service, le périmètre d'équilibre du responsable d'équilibre du site est également impacté, et enfin le fournisseur (le cas échéant) du site peut également être impacté par la modification de la consommation du site suite à la réalisation de SSYf.

Le traitement de ces énergies de réglage pour le responsable de réserve, le RE et le fournisseur sont différentes en fonction de la typologie du site. Actuellement, les sites de stockage étant considérés comme des sites de soutirage héritent du traitement des énergies de réglage associé aux sites de soutirage. Ces traitements ne permettent pas par défaut de prendre en compte, pour les sites sur le RPD, les impacts des SSYf sur le RE ni de valoriser les énergies fournies ou économisées au responsable de réserve. . Enfin, ces traitements ne sont pas cohérents avec ceux proposés dans le cadre du jalon de la date notée S dans la section 1 des règles MA-RE pour le stockage.

Afin d'harmoniser le traitement du stockage entre les mécanismes MA-RE et SSYf d'une part, et pour mieux prendre en compte les impacts des SSYf sur les RE et les responsables de réserve, RTE propose d'aligner par défaut le traitement des énergies de réglage des sites de stockage sur celui des sites d'injection actuellement.

RTE propose de valoriser les énergies de réglage pour le responsable de réserve.

RTE propose d'insensibiliser les RE via la correction des périmètres d'équilibres, comme pour l'injection actuellement.

RTE propose de ne pas prévoir de méthode d'insensibilisation du fournisseur, comme pour l'injection actuellement.

3.4.7.1 Synthèse des évolutions proposées pour le traitement des énergies de réglage dans le cas d'un site de stockage

Le tableau ci-dessous résume les traitements envisagés pour les énergies de réglage pour les sites de stockage (les traitements des énergies de réglage des sites d'injection et de soutirage actuels étant inchangés).

	Type site	Traitement	Pour le RR	Pour le RE	Pour le fournisseur	Nom modèle
	Typologie du site (injection ou soutirage)	*Mode d'application du traitement par RTE*	*Prise en compte des énergies de réglage de SSY pour la rémunération du Responsable de Réserve ?*	*Prise en compte des énergies de réglage de SSY pour insensibiliser le Responsable d'Equilibre ?*	*Prise en compte des énergies de réglage de SSY pour insensibiliser le fournisseur ?*	*Pour information – dénomination du modèle dans les règles SSY)*
Actuel	**Injection**	Par défaut	oui	oui	-	« NA »
Actuel	**Soutirage RPT**	Par défaut	oui	oui	oui	« CORRIGE »
Actuel	**Soutirage RPD**	Par défaut	non	non	non	« SANS »
Actuel	**Soutirage RPD**	Sur demande	Oui	oui	oui	« REGULE »
Actuel	**Soutirage RPD**	Sur demande	Oui	oui	oui	« CONTRACTUEL »
Proposition	**Stockage RPT**	Par défaut	oui	oui	-	« NA »
Proposition	**Stockage RPD**	Par défaut	oui	oui	-	« NA »

3.5 Modalités transitoires

3.5.1.1 Participation du stockage à la réserve primaire

RTE considère que la participation des moyens de stockage à la réserve primaire peut être pérennisée et donc sortie des dispositions transitoires.

En conséquence :

- l'article des dispositions transitoires liées à la participation du stockage à la réserve primaire sera supprimé ;
- les capacités de stockage participant à la réserve primaire doivent se mettre en conformité avec les modalités décrites dans les règles SSYf avec un délai de 1 an à partir de l'entrée en vigueur des règles SSYf V7.1

3.5.1.2 Participation du stockage à la réserve secondaire

RTE considère que la participation actuelle des moyens de stockage à la réserve secondaire ne justifie pas sa pérennisation. Aussi les dispositions transitoires liées à la participation du stockage à la réserve secondaire sont conservées. Il a été précisé que la trame de certification pour la participation des moyens de stockage à la réserve secondaire est concertée avec les responsables de réserve et publiée sur concerte et que les certificats d'aptitude attribués ont une validité limitée au 1er juillet 2024.

4 EVOLUTION DES MODALITES DE GESTION DU STOCK PERMISES POUR LA FOURNITURE DE RESERVE

4.1 Conclusions de l'étude réalisée par RTE sur la recharge aux écarts

La trame de certification à la réserve primaire pour les entités de type batterie / agrégats a été intégrée aux règles SSYf en 2020. Les exigences qui y sont décrites ont fait l'objet d'échanges avec les acteurs pendant plusieurs années et ont été enrichies du retour d'expérience de la certification de divers projets de batteries et agrégats soumis par les acteurs à RTE.

Ces discussions ont abouti à la possibilité de deux types de stratégie de gestion du stock pour gérer la charge d'une entité de réserve à stock limité fournissant de la réserve primaire :

- Variation de la puissance de consigne en palier : la durée de palier doit être paramétrable avec une durée minimum de 15 min. Les rampes (MW/min) pour les changements de palier doivent être paramétrables également dans le cas ou RTE imposerait des rampes dans le futur.
- Variation de la puissance de consigne en continu : les rampes en MW/min doivent être paramétrables et ne pas conduire à un passage de 0 à la puissance de consigne minimale (ou à la puissance de consigne maximale) en moins de 15 min. La variation doit se faire en 15 min de façon continue.

Dans les deux cas RTE tolère que la puissance de consigne ne soit pas programmée et qu'elle soit réalisée aux écarts. Cette possibilité a été permise dans le cadre expérimental de fourniture de réserve primaire par des batteries.

Devant l'arrivée croissante de batteries fournissant de la réserve primaire, RTE a mené une étude pour analyser l'impact de cette gestion de la charge hors programmation sur le système.

Les hypothèses et conclusions de cette étude ont été partagées en GT SSYf le 11 Février 2022, le support de présentation est disponible sur concerte. Seuls les points principaux sont repris dans le présent rapport.

L'étude menée par RTE a consisté à évaluer l'impact sur le système par l'analyse des critères suivants :

- Level 1 : % de ¼h sur l'année où la moyenne de l'ACE[6] dépasse 231MW
- Level 2 : % de ¼h sur l'année où la moyenne de l'ACE dépasse 436MW
- % de points critiques : % de points secondes où on a $\Delta.f$ > 75 mHz ET ACE > 665MW

Ces critères de qualité de réglage sont définis par le code SOGL et sa déclinaison au niveau de la zone synchrone Europe Continentale (Synchronous Area Framework Agreement).

Plusieurs scénarios ont été simulés pour comparer les différentes stratégies de recharge autorisées et étudier l'influence de la part de réserve primaire fournie par des batteries, du ratio puissance de consigne / réserve primaire fournie et du stock.

Trois modes de recharge ont été étudiés :

- Recharge par palier de 15': puissance de recharge calculée tous les 1/4h pour ramener le SOC à 50% en supposant les réglages nuls sur le 1/4h suivant ; pas de gradient (15' calé sur les ¼ h ronds) ;
- Rechargement en continu avec rampe : puissance de recharge calculée toutes les secondes pour ramener le SOC à 50% ; gradient qui permet d'aller de 0 à Pcmax en 15' ;

[6] ACE : écart de réglage

- Rechargement en continu avec objectif à X minutes : puissance de recharge calculée toutes les secondes pour ramener le SOC à 50% X minutes après ; gradient qui permet d'aller de 0 à Pmax en 15'. L'étude a été faite pour trois objectifs différents : à 5', 10' et 15'.

Les exigences liées au figeage de la puissance de consigne en cas d'alert/emergency state et du stock Tmin LER n'ont pas été modélisées dans un premier temps. RTE a complété l'étude suite à la présentation en GT SSYf, la prise en compte du figeage de la puissance de consigne lors des alert/emergency state n'impacte pas les résultats de la modélisation sur les indicateurs de réglage présentées ci-dessous

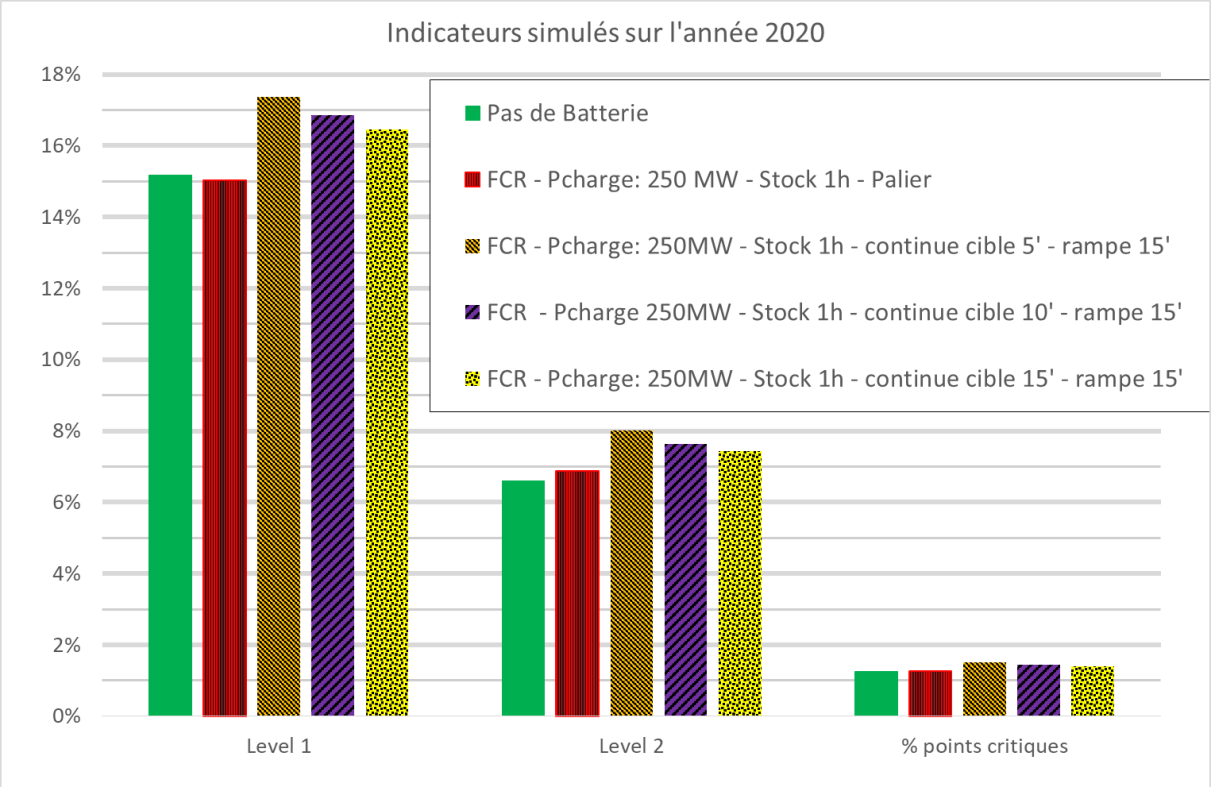
La première partie de l'étude a consisté à étudier, pour un mode de recharge donné, la recharge par palier, l'influence du stock (stock de 0,75 h à 1h) et de la puissance de consigne (puissance de consigne de 125 MW à 750 MW pour 500 MW de RP). Les résultats sur les différents indicateurs montrent que la fourniture de réserve primaire par batteries avec recharge aux écarts, lorsqu'elle est réalisée par palier, a peu d'impact sur la fréquence et le niveau et sur les indicateurs analysés. De plus les résultats sont peu sensibles au dimensionnement en stock ou au ratio puissance de consigne / réserve primaire.

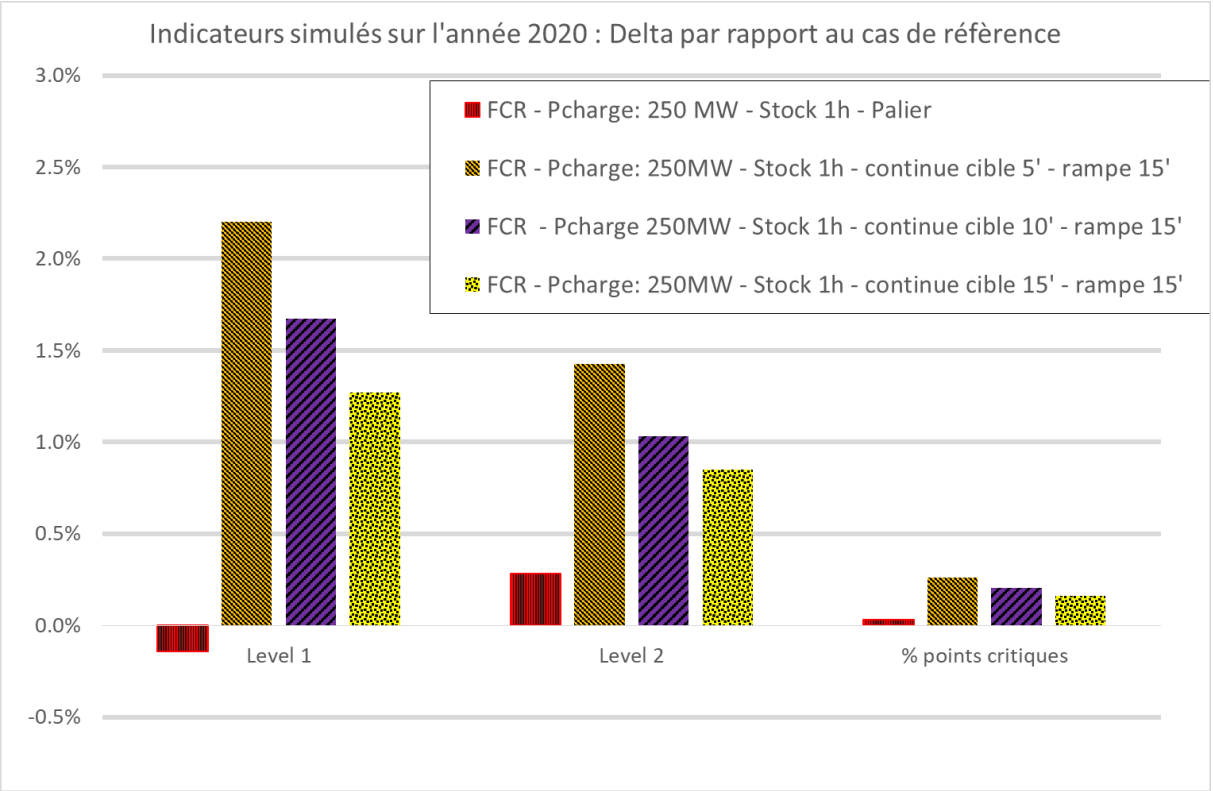
Dans la seconde partie de l'étude RTE a comparé les différentes stratégies de recharge en modélisant différents types de recharge continue.

Quel que soit le mode de recharge en continu les indicateurs de réglage simulés sont sensiblement dégradés. De plus, la puissance de recharge est à l'inverse du besoin en FCR :

~52% du temps pour la recharge en continu avec rampe

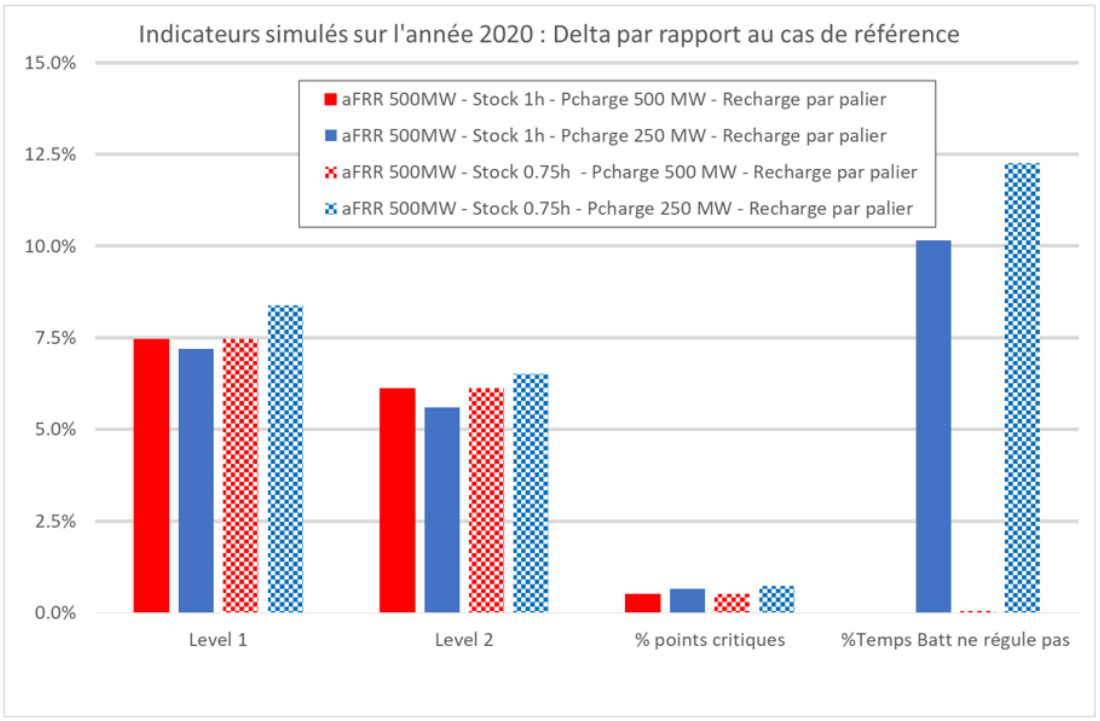
~66% du temps pour la recharge en continu avec objectif





RTE a également analysé l'impact de la gestion de la recharge aux écarts pour la fourniture de réserve secondaire. Plusieurs scénarios ont été modélisés sur des couples stock/puissance de recharge différents avec toujours une stratégie de recharge par palier stratégie de recharge identifiée comme la moins impactante.

Les résultats montrent une dégradation nette et significative des indicateurs de réglage de RTE. La puissance de recharge est plus de 80% du temps à l'inverse du besoin en réserve secondaire dans tous les scénarios étudiés.



4.2 Evolution des stratégies de recharge aux écarts permises par RTE pour la réserve primaire

La dégradation des indicateurs de réglage de RTE due à la recharge continue des batteries fournissant de la réserve primaire, notamment sur le Level 2 qui est un indicateur sur lequel RTE dispose de très peu de marge, n'est pas acceptable.

RTE propose donc de conserver la possibilité d'une recharge aux écarts pour les entités de réserve à stock limité fournissant de la réserve primaire mais de la conditionner à la mise en place d'une variation de la puissance de consigne par palier avec calage des paliers à déclarer lors de la certification.

Ainsi la gestion de la recharge par variation continue de la puissance de consigne ne sera plus permise à partir de l'entrée en vigueur de la nouvelle version des règles SSY v7.1. L'ensemble des entités de réserve utilisant cette disposition devront remettre en conformité leur stratégie de recharge au plus tard le 1er Septembre 2023. Les entités dont la gestion de la charge n'est pas conforme à cette date perdront leur certificat d'aptitude.

4.3 Stratégies de recharge permises par RTE pour la réserve secondaire

Suite à une première étude présentée en GT en Mai 2021 qui montrait que, globalement, la recharge aux écarts des batteries avait un effet défavorable sur les écarts de réglage et que la puissance de consigne était majoritairement en opposition au niveau RSFP, RTE avait proposé de ne pas permettre une aggravation de la situation avec une recharge aux écarts pour la réserve secondaire.

Les compléments apportés par l'étude présentée ci-dessus renforcent la position de RTE sur la non acceptabilité de la possibilité d'utiliser une gestion de la recharge hors programmation pour la réserve secondaire. RTE confirme donc la nécessité de passer par le processus de programmation en vigueur, avec le respect des guichets de programmation et du délai de neutralisation, pour les variations de puissances de consigne des batteries participant à la réserve secondaire, y compris lors d'une participation simultanée à la réserve primaire et à la réserve secondaire car il n'est pas possible dans ce cas de discriminer la part de la puissance de consigne utilisée pour la gestion du stock pour le primaire et pour le secondaire.

5 DECLINAISON DES PROPRIETES SUPPLEMENTAIRES DE LA FCR

5.1 Contexte

Le règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017, établissant une ligne directrice sur la gestion du transport de l'électricité (règlement « System Operation Guideline », ci-après « règlement SOGL »), est entré en vigueur le 14 septembre 2017. Le règlement SOGL décrit les exigences et les principes relatifs à l'exploitation du système électrique avec l'objectif d'assurer une exploitation sûre du système électrique européen. Le règlement SOGL définit un certain nombre d'exigences techniques concernant la FCR. L'article 154, paragraphe 2 du règlement SOGL dispose que :

« Tous les GRT d'une zone synchrone ont le droit de spécifier, dans l'accord d'exploitation de zone synchrone, des propriétés supplémentaires communes applicables aux FCR aux fins de la sécurité d'exploitation de la zone synchrone, sous la forme d'un ensemble de paramètres techniques et dans les plages prévues à l'article 15, paragraphe 2, point d), du règlement (UE) 2016/631 et aux articles 27 et 28 du règlement (UE) 2016/1388. Ces propriétés supplémentaires communes applicables aux FCR tiennent compte de la puissance installée et de la structure et du profil de la consommation et de la production de la zone synchrone. Les GRT appliquent une période transitoire pour l'introduction de propriétés supplémentaires, définie en consultation avec les fournisseurs de FCR concernés. ».

La proposition de propriétés supplémentaires des FCR est l'une des méthodologies à inclure dans l'accord d'exploitation de la zone synchrone Europe continentale (ci-après « SAOA[7] »), conformément à l'article 118, paragraphe 1, sous b) du règlement SOGL. Les GRT de la zone synchrone Europe continentale ont organisé une consultation publique sur l'ensemble des méthodologies de SAOA via l'ENTSO-E du 30 mars 2018 au 3 mai 2018 conformément à l'article 11 du règlement SOGL. Ces méthodologies devaient être soumises avant le 14 septembre 2018, soit 12 mois après l'entrée en vigueur du règlement SOGL comme le prévoit l'article 118, paragraphe 1 du règlement SOGL.

Néanmoins, les propositions initiales soumises par les GRT de la zone synchrone Europe continentale ne comprenaient pas les propriétés supplémentaires des FCR, les GRT n'ayant pas été en mesure de parvenir à un accord à la majorité qualifiée requise sur ce sujet. La proposition de propriétés supplémentaires des FCR étant optionnelle, toutes les autorités de régulation sont convenues le 31 mars 2019 d'approuver les propositions soumises malgré l'absence de proposition sur les propriétés supplémentaires. La CRE a approuvé les propositions soumises le 11 avril 2019. Les GRT sont parvenus par la suite à trouver un accord sur les propriétés supplémentaires des FCR qui ont dû être soumises aux autorités de régulation en tant qu'amendement du premier paquet SAOA déjà approuvé.

RTE a soumis à la CRE, par courrier en date du 16 décembre 2019, une proposition de propriétés supplémentaires des FCR pour la zone synchrone Europe continentale en application de l'article 154, paragraphe 2 du règlement SOGL. Les autorités de régulation de la zone synchrone Europe continentale sont convenues, par un accord en date du 21 janvier 2021, que la méthodologie soumise par les GRT, telle que modifiée par les autorités de régulation en vertu de l'article 5, paragraphe 6 du règlement ACER, pouvait être adoptée. La méthodologie a été approuvée par la CRE via la délibération N°2021-24 du 28 janvier 2021 portant adoption des propriétés supplémentaires pour les réserves de stabilisation de la fréquence (FCR).

[7] Synchronous Area Operational Agreement

Les propriétés supplémentaires des FCR sont entrées en application suite à leur adoption par l'ensemble des autorités de régulation concernées le 30 Juin 2021.

RTE doit adapter les règles SSYf nationales sous un an soit avant le 30 Juin 2022.

5.2 Exigences à décliner dans les règles SSYf

RTE a présenté en GT l'analyse des évolutions à apporter aux règles SSYf et à leurs annexes afin de se conformer aux propriétés supplémentaires. Une majeure partie des exigences avait déjà été déclinée dans le cadre de la version 6 des règles SSYf fin 2020.

Ainsi les évolutions principales proposées dans le cadre du projet de règle soumis à consultation sont :

- Intégration des exigences liées au mode réserve dans l'annexe 15 des règles SSYf (trame de certification FCR) ;
- Précision liée à la tenue de la fourniture de FCR dans la plage de fréquences 47,5 Hz - 51,5 Hz.

RTE propose de rappeler dans le présent rapport d'accompagnement l'analyse de la conformité des règles SSYf actuelles par rapport aux propriétés supplémentaires de la FCR :

Les articles indiqués dans la colonne de gauche réfèrent aux articles des propriétés supplémentaires, ceux évoqués dans la colonne de droite aux articles du projet de règles SSYf soumis en consultation

Articles	Sujets	Conformité des règles SSYf actuelles
Article 3-1	Exigence de pré-qualification des entités fournissant des FCR et de contrôle ex post de l'activation de FCR	Processus de certification de l'aptitude (article 5) et de contrôle de performance (article 14) existants. Pas d'évolution nécessaire.
Article 3-2	Exigences sur l'activation de la FCR : - n'est pas retardée artificiellement, commence le plus tôt possible et au plus tard 2s après l'écart de fréquence - Augmente au moins linéairement Lorsque l'une des exigences ne peut être satisfaite, une preuve technique doit être fournie au GRT qui évalue ces justifications et décide si l'unité ou le groupe peut ou non être. La décision d'un refus de qualification concernant ce critère est communiquée à l'acteur et à la CRE.	Exigences de pente d'activation et d'activation dès que possible sans délai artificiel déjà présentes depuis plusieurs versions de règles à l'article 5 et dans l'annexe 15. Le critère de 2s a été ajouté dans l'annexe 15 dans la version v7 aux paragraphes 3 et dans la fiche d'essai n°2. Proposition v7.1 : Expliciter le délai de 2s à l'article 5.2: « *L'activation de la réserve primaire n'est pas artificiellement retardée et débute dès que possible après un écart de fréquence* et au plus tard 2 secondes après l'écart de fréquence »

Article 3-3 Article 3-4	Chaque unité ou groupe fournissant des FCR doit être capable d'activer les FCR dans la plage de fréquence 47,5 à 51,5 Hz et pendant des durées définies au niveau national par l'entité compétente, conformément aux articles 7 et 13 de RfG, en tenant compte des limites techniques des unités ou groupes respectifs fournissant des FCR. Chaque GRT s'assure que les FCR fournies via le réseau Distribution ne soient pas significativement réduites par des actions de délestage. Chaque GRT doit exiger que les unités ou groupes fournissant des FCR continuent à fournir des FCR et ne soient pas autorisés à réduire leur activation en cas d'écart de fréquence en dehors de la plage de fréquences de +/- 200 mHz jusqu'aux plages de fréquences définies au paragraphe 3.	Non décliné dans les règles actuellement. Voir proposition détaillée au paragraphe suivant.
Article 3-5	Les unités ou groupes fournissant des FCR sont considérés comme LER dans le cas où une activation continue de la réserve complète pendant une durée de 2 heures dans le sens positif ou négatif pourrait, sans tenir compte de l'effet d'une gestion active du réservoir, conduire à une limitation de sa capacité à fournir l'activation complète des FCR en raison de l'épuisement de son(ses) réservoir(s) d'énergie en prenant en compte l'énergie du réservoir effectivement disponible. Précision : si l'unité ou le groupe fournissant des FCR contient des entités techniques avec réservoir d'énergie limité et des entités techniques non limitées elle ne doit pas être considérée LER si cela ne limite pas sa capacité à fournir des FCR.	Définition actuelle dans les règles SSY et l'annexe 15 : Réservoir à énergie limitée : *Entité qui ne peut fournir de la Réserve Primaire et/ ou Secondaire, sur la période contractualisée avec RTE (durée respectant le pas de programmation et le délai de neutralisation), à moins d'être rechargée ou déchargée (sur le réseau ou via des apports naturels) de façon récurrente.* Proposition de modifier la définition afin de référer explicitement au critère de 2 heures : Réservoir à énergie limitée : « *Entité de Réserve pour qui une activation continue de la réserve complète pendant une durée de 2 heures dans le sens positif ou négatif pourrait, sans tenir compte de l'effet d'une gestion active du réservoir, conduire à une limitation de sa capacité à fournir l'activation complète de la Réserve Primaire en raison de l'épuisement de son(ses) réservoir(s) d'énergie en prenant en compte l'énergie du réservoir effectivement disponible.* »

Article 3-5	Exigences de pré-qualification des LER : - Disposer d'une gestion active de la charge qui assure une activation continue de la FCR en état normal - Le réservoir doit être dimensionné pour pouvoir avoir Tmin de stock à RP max en cas de passage en état d'alerte - Rapport Pnominale / P FCR au moins à 1,25/1 ou solution alternative équivalente, c'est-à-dire assurant une activation continue des FCR tout en appliquant une gestion de réservoir d'énergie - La gestion active ne doit pas reposer sur une suractivation	Toutes ces exigences ont déjà été déclinées dans la version 6 des règles et en particulier dans la trame de certification FCR (Annexe 15). Cela est décliné aux articles : • Article 5.3.2 • Article 14.2.4 • Annexe 15 RTE considère qu'il n'est pas nécessaire de modifier le ratio actuel minimum de Pmax / P FCR de 1,1 MW car les exigences sur la gestion du stock lors de la certification (simulations sur 3 ans) constituent bien une solution alternative assurant une activation continue des FCR tout en appliquant une gestion de réservoir d'énergie comme permis par le texte des propriétés supplémentaires. RTE a précisé dans l'annexe 15 que la gestion active de la charge ne doit pas reposer sur une suractivation.
Article 3 - 5	Mode Réserve	Non décliné dans les règles actuellement. Voir proposition détaillée au paragraphe suivant.
Article 3 - 6 Article 3 - 7 Article 3 - 8 Article 3 - 9	3.6 : Les unités fournissant des FCR (simples ou appartenant à un groupe fournissant des FCR) doivent être équipées d'une mesure de fréquence locale au moins par point de raccordement ou en dessous lorsque cela est techniquement faisable. 3.7 : Variantes possibles à la mesure de fréquence locale dont une solution alternative d'effet équivalent à la solution de repli sur décentralisées assurant une activation correcte en cas d'erreurs dans le contrôleur de FCR centralisé ou en cas de séparation du réseau. 3.8 : exigences en cas d'utilisation de mesures de fréquence décentralisées comme solution de secours 3.9 : exigences en cas d'utilisation d'une solution alternative de repli aux mesures de fréquence décentralisées	Les exigences en cas de mesure de fréquence centralisée sont déjà décrites dans la disposition transitoire 17.9 des règles et dans l'annexe 15 depuis l'entrée en vigueur de la version 6 des règles SSYf. Les exigences actuelles constituent bien une solution de repli alternative aux mesures de fréquence locales assurant une activation correcte en cas d'erreur du contrôleur centralisé ou de séparation de réseau. De plus tout site assurant un réglage proportionnel à l'écart de fréquence est bien tenu de disposer d'une mesure de fréquence locale.

Article 3 - 10	Possibilité pendant 4 ans d'avoir un contrôle FCR centralisé non conforme sous condition	RTE propose de ne pas ouvrir cette possibilité.

5.3 Déclinaison du mode réserve

5.3.1 Contexte

L'article 3.5 des propriétés supplémentaires stipule, au dernier paragraphe : « En plus de garantir que le réservoir d'énergie est suffisant pour activer de manière continue les FCR en état normal et activer complètement les FCR en état d'alerte pendant la durée mentionnée à l'article 156, paragraphe 9 du règlement SOGL, les unités fournissant des FCR et étant LER(soit uniques, soit appartenant à un groupe fournissant des FCR disposant d'un REL) qui sont préqualifiées pour la première fois après l'entrée en vigueur de la méthodologie et qui sont techniquement capables (en particulier les unités raccordées via un onduleur) doivent garantir que près des limites supérieures ou inférieures du réservoir d'énergie, la capacité restante est suffisante pour maintenir une réponse appropriée aux déviations de fréquence à court terme. Par conséquent, ils doivent passer du mode normal (réaction à un écart de fréquence normal) à un mode réserve (réaction à un écart de fréquence par rapport à la moyenne). »

L'Annexe I du document des propriétés additionnelles précise les critères de fonctionnement du mode réserve et décrit la transition du mode normal vers le mode réserve et inversement. Chaque GRT peut cependant décider des critères pertinents à appliquer dans sa zone de contrôle.

5.3.2 Applicabilité

L'implémentation du mode réserve est obligatoire pour toutes les entités de réserve qui sont des réservoirs à énergie limitée et dont les unités sont raccordées via onduleur dont les dossiers de certification seront déposés après la date d'entrée en vigueur de la nouvelle version des règles SSYf (attendue pour le 1er Septembre 2022). Cela concerne en particulier les batteries et agrégats de batteries.

RTE ne souhaite pas étendre l'application du mode réserve aux entités existantes déjà certifiées pour la réserve primaire. Cependant la conformité au mode réserve sera demandée en cas de recertification d'une entité existante.

5.3.3 Principe

Le mode réserve correspond à un mode particulier de réglage de la fréquence à appliquer lors de l'épuisement ou de la saturation du stock d'un LER afin de maximiser son apport au système malgré son épuisement/saturation. Cela consiste à passer d'un mode de réglage primaire nominal correspondant à des variations de puissance active en fonction du gain de l'EDR et de l'écart de fréquence par rapport à la fréquence nominale de 50 Hz à un mode de réglage limité à la réaction aux variations de fréquence par rapport à la moyenne court terme de la fréquence. Ainsi l'entité de réserve continue à apporter une certaine dynamique de réglage malgré l'épuisement ou la saturation de son stock d'énergie.

Ainsi la loi de réglage passe de la loi nominale : $P(t) = Pc + K\ (50\ Hz - f(t))$

A la loi de mode réserve suivante : $P = Pc - K.\overline{\Delta f_{zero_{mean}}(t)}$

Avec : $\overline{\Delta f_{zero_{mean}}(t)} = \Delta f(t) - \frac{1}{N}\sum_{i=0}^{N-1} \Delta f\left(t - \frac{i}{N}\Delta t_{FAT}\right)$

Avec N = le nombre de mesures de fréquence réalisées sur une durée Δt_{FAT} selon la fréquence d'échantillonnage et Δt_{FAT} est le délai d'activation complet des aFRR en heure.

Suite à un fonctionnement de longue durée en mode réserve, si le SoC ne permet plus d'assurer ce fonctionnement (saturation ou épuisement total), RTE propose de demander la mise en œuvre d'un mode réserve dissymétrique, uniquement dans le sens favorable au SoC, le temps de reconstituer un stock permettant le retour en mode réserve nominal (symétrique).

5.3.4 Critères de passage en mode réserve et impact sur le dimensionnement des LER

Le passage du mode normal au mode réserve a lieu lorsque les limites de l'état de charge supérieure ($SoC_{reserve\ sup}$) ou inférieure ($SoC_{reserve\ inf}$) sont dépassées. Ces limites sont définies par la quantité d'énergie nécessaire pour fournir la FCR pendant un intervalle de temps égal au temps d'activation complet des aFRR :

$$\mathrm{SoC}_{reserve\ inf} = \frac{RP \cdot \Delta t_{FAT}}{E_{utile}}$$

$$\mathrm{SoC}_{reserve\ sup} = 1 - \mathrm{SoC}_{reserve\ inf}$$

RTE propose de considérer dès à présent $\Delta t_{FAT} = 5\ min.$

Dans le cas d'agrégats de batterie le critère de stock à considérer est celui de l'agrégat et non des batteries individuelles. Le fonctionnement du mode réserve attendu sera défini en concertation avec RTE lors de la certification. RTE poursuivra la concertation et la clarification des règles avec l'ensemble des acteurs sur l'application du mode réserve aux agrégats suite au retour d'expérience acquis.

Comme présenté en GT, RTE considère que le stock nécessaire à la réalisation du mode réserve est bien inclus dans le stock global du LER par rapport au respect du critère Tmin LER 15 minutes. Il n'existe pas, à ce jour, de position officielle d'ENTSOE sur la question. Le cas échéant, RTE se conformera à la décision commune des GRTs européens.

Ainsi l'implémentation du mode réserve n'ajoute pas d'exigence supplémentaire sur le dimensionnement en énergie mais constitue une manière différente d'utiliser une partie de ce stock avec l'objectif d'optimiser son utilisation.

Les exigences se traduisent par :

- La nécessité pour les entités de réserve LER de disposer d'un stock d'énergie suffisant pour être en capacité, en état normal du réseau, de fournir de la FCR en permanence et à partir du passage en état d'alerte, d'activer complètement la FCR pendant au moins 15 minutes (art 156 de SOGL, exigence déjà applicable)
- Lorsque le niveau de stock d'une entité de réserve soumis au mode réserve dépasse le $SoC_{reserve\ sup}$ ou passe en dessous du $SoC_{reserve\ inf}$, l'entité passe en mode réserve (nouvelle exigence liée aux propriétés supplémentaires de la FCR)

Pendant la période de transition du mode normal au mode réserve et inversement, l'entité doit réagir à la combinaison $\Delta freaction(t)$ de l'écart de fréquence normal et de l'écart de fréquence à court terme comme décrit par l'équation suivante :

$$\Delta f_{reaction}(t) = \overline{\Delta f_{zero_{mean}}(t)} \cdot T + (1 - T) \cdot \Delta f(t)$$

où T est la fonction de pondération définie comme suit.

Pour la transition du mode normal vers le mode réserve :

$$T = \begin{cases} 0 & t < t_{start} \\ \dfrac{t - t_{start}}{\Delta t_{FAT}} & for\ t_{start} \leq t < t_{start} + \Delta t_{FAT} \\ 1 & t \geq t_{start} + \Delta t_{FAT} \end{cases}$$

où t_{start} est le moment où les limites supérieures ou inférieures de l'état de charge sont dépassées.

5.3.5 Critères de sortie du mode réserve

L'annexe I du texte des propriétés supplémentaires de la FCR stipule que l'entité doit revenir en réglage en mode normal lorsque la charge est rétablie avec passage par une phase de transition telle que :

$$\Delta f_{reaction}(t) = \overline{\Delta f_{zero_{mean}}(t)} \cdot T + (1 - T) \cdot \Delta f(t)$$

où T est la fonction de pondération définie comme suit.

Pour la transition du mode réserve vers le mode normal :

$$T = \begin{cases} 1 & t < t_{restore} \\ \dfrac{t_{restore} - t}{\Delta t_{FAT}} + 1 & for\ t_{restore} \leq t < t_{restore} + \Delta t_{FAT} \\ 0 & t \geq t_{restore} + \Delta t_{FAT} \end{cases}$$

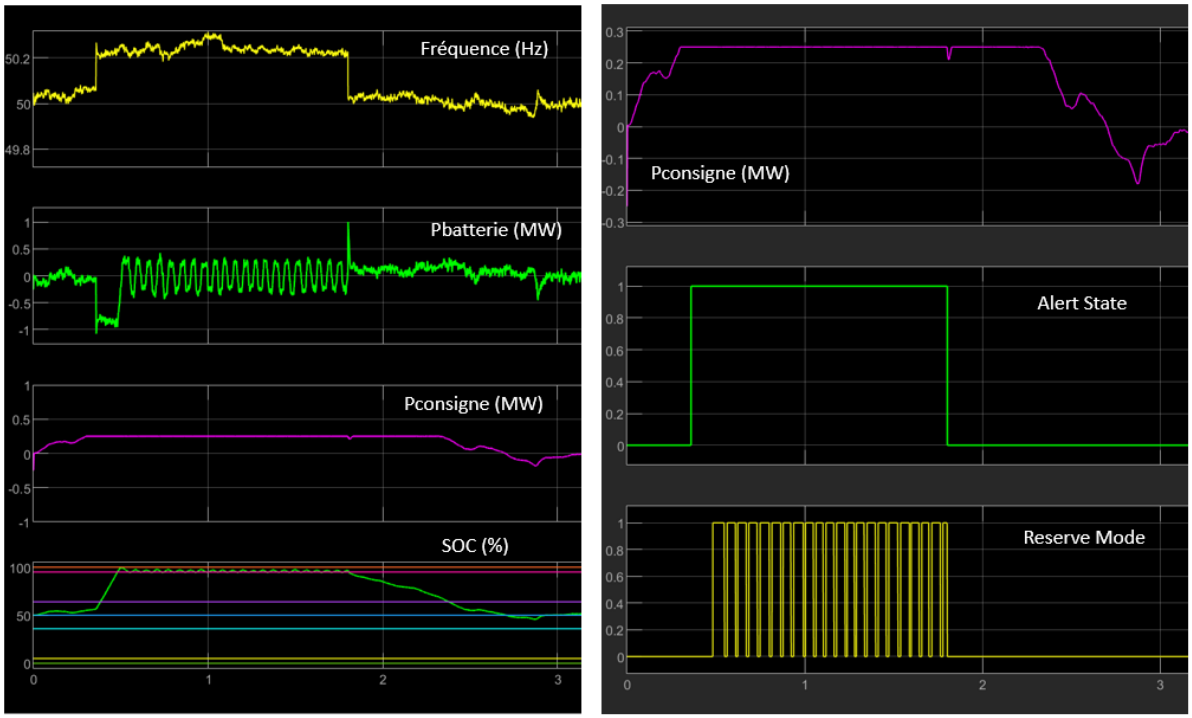
où $t_{restore}$ est le moment où les limites supérieures ou inférieures de l'état de charge sont dépassées.

Il n'est pas explicité dans le texte ce qui est considéré comme un rétablissement de la charge. De plus il est précisé à l'article 5 des propriétés supplémentaires que l'annexe I fournit les critères standards régissant le fonctionnement en mode réserve et la transition du mode normal vers le mode réserve et inversement mais que chaque GRT peut décider des critères pertinents à appliquer dans sa zone de contrôle.

RTE a étudié deux options comme critère de sortie du mode réserve :

- Option 1 : sortie du mode réserve quand le niveau de stock repasse en dessous du $SoC_{reserve\ sup}$ ou passe au-dessus du $SoC_{reserve\ inf}$, cela consisterait à avoir un seuil commun pour l'entrée et la sortie du mode Réserve
- Option 2 : sortie du mode réserve quand le niveau de stock repasse dans l'intervalle [SoC_{inf} ; SoC_{sup}

L'option 1 n'a pas été retenue car l'utilisation de ces seuils provoque un phénomène de bagottement d'entrée/sortie du mode réserve comme illustré dans la simulation suivante :



RTE propose donc d'utiliser les seuils SoC_{inf} et SoC_{sup} comme critère de sortie du mode réserve.

Il est possible que lorsque les seuils de SoC de sortie du mode réserve sont atteints, le réseau subisse une nouvelle variation de fréquence qui fait passer le SoC en dessous du SoC_{Inf} (ou au-dessus du SoC_{Sup}) car la batterie a retrouvé un état de charge suffisant pour assurer les 15 minutes de réserve primaire. Cette limite est tolérée par RTE.

5.3.6 Impact sur la stratégie de gestion de la charge

RTE propose d'adapter les exigences liées au figeage de la puissance de consigne dans le cas d'une mise en application du mode réserve :

- Si le système est en état d'alerte ou d'urgence et que la puissance de consigne est favorable à l'acteur, c'est-à-dire dans le bon sens par rapport au niveau du stock, alors la puissance de consigne doit être figée ;
- Si le système est en état d'alerte ou d'urgence et que la puissance de consigne est défavorable à l'acteur, c'est-à-dire dans le mauvais sens par rapport au niveau du stock, la Pcons doit être ramenée à 0. RTE ne demande pas, dans ce cas, de figer la puissance de consigne car cela pourrait amener à l'épuisement de la batterie avant d'avoir pu entrer en mode réserve.

Comme déjà exigé aujourd'hui lorsque le stock est épuisé ou saturé, ou que le mode réserve a été activé, l'Entité de Réserve doit renouveler son stock au plus tard 2 heures après le retour en état normal. Si ce délai ne peut être tenu, RTE pourra accepter une puissance de consigne de la batterie supérieure à la valeur maximum prévue pour la gestion de la charge tant que cela ne dépasse pas 25% de sa réserve primaire.

La séquence de gestion de la charge attendue est la suivante :

- Fin d'état d'alerte ou d'état d'urgence: la fréquence est redevenue normale, fin de figeage de la puissance de consigne ou de mise à 0

- Quand le niveau de stock redevient supérieur au SoC_{inf} ou inférieur au SoC_{sup} : sortie du mode réserve en passant par la phase transitoire
- Une fois la phase transitoire terminée, poursuite du réglage en mode nominal

5.3.7 Impacts sur le processus de certification

RTE propose d'amender l'annexe 15 Trame type de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence « Agrégats » ou « Stockage Seul » afin d'y intégrer les exigences spécifiques à la mise en place du mode réserve. L'objectif est de tester en simulation et en situation réelle le fonctionnement du mode réserve avec l'évolution de l'état du SoC jusqu'à $SoC_{reserve\ sup}$ et $SoC_{reserve\ inf}$, la phase de transition, le fonctionnement en mode réserve puis le retour en situation normale.

La description du fonctionnement attendu du mode réserve a été ajoutée au paragraphe 5.3 Gestion de l'épuisement et de la saturation du stock.

Les notations actuelles liées à l'état de stock ont été conservées pour plus de clarté et diffèrent donc de celles utilisées dans les propriétés supplémentaires de la FCR.

En termes d'exigences de certification, il a été ajouté, pour les EDR devant implémenter le mode réserve :

Etape 1 : simulation du fonctionnement du mode réserve

En étape 1 de certification, sur la fiche de simulation 1, il est proposé de rajouter quatre simulations pour démontrer le fonctionnement en mode réserve (phases de transition + phase de mode réserve) :

- Test 3a : Simulation du comportement de l'EDR en réserve mode en cas de fréquence basse :
  - 3.a.1 : Epuisement : ajout d'un offset de -300 mHz de 8h40 à 9h40 sur la journée du 10/01/2017
  - 3.a.2 : Saturation : ajout d'un offset de +300 mHz de 8h40 à 9h40 sur la journée du 10/01/2017
- Test 3b : Simulation du comportement de l'EDR en réserve mode en cas de fréquence haute :
  - 3.a.1 : Epuisement : ajout d'un offset de -300 mHz de 03h15 à 4h15 sur la journée du 07/04/2018
  - 3.a.2 : Saturation : ajout d'un offset de +300 mHz de 03h15 à 4h15 sur la journée du 07/04/2018

Quatre simulations sont demandées car en entrée de mode réserve deux scénarios sont possibles :

- Entrée en mode réserve avec une puissance de consigne favorable à l'acteur (on fige la puissance de consigne)
- Entrée en mode réserve avec une puissance de consigne défavorable à l'acteur (on ramène puissance de consigne à 0)

L'objectif de ces simulations est de :

- Valider la phase de transition vers le mode réserve, le réglage de la batterie en mode réserve et la phase de transition vers le mode normal
- Avoir une vision sur l'ensemble de ces scénarios, en fréquence basse et en fréquence haute et dans les deux cas de situation de puissance de consigne

En simulation, toutes les séquences doivent être réalisées, y compris la reconstitution du SoC et l'ensemble des transitions. L'algorithme utilisé en simulation doit être celui utilisé en exploitation. Si l'acteur le modifie ensuite ou des écarts sont détectés lors des essais réels, les simulations devront être refaites.

Etape 2 : Essais réels du fonctionnement du mode réserve

En étape 2 de certification, il est proposé de rajouter un essai en réel pour démontrer le fonctionnement du mode réserve, avec un état initial proche des $SoC_{reserve\ sup/inf}$ pour limiter le temps d'essai.

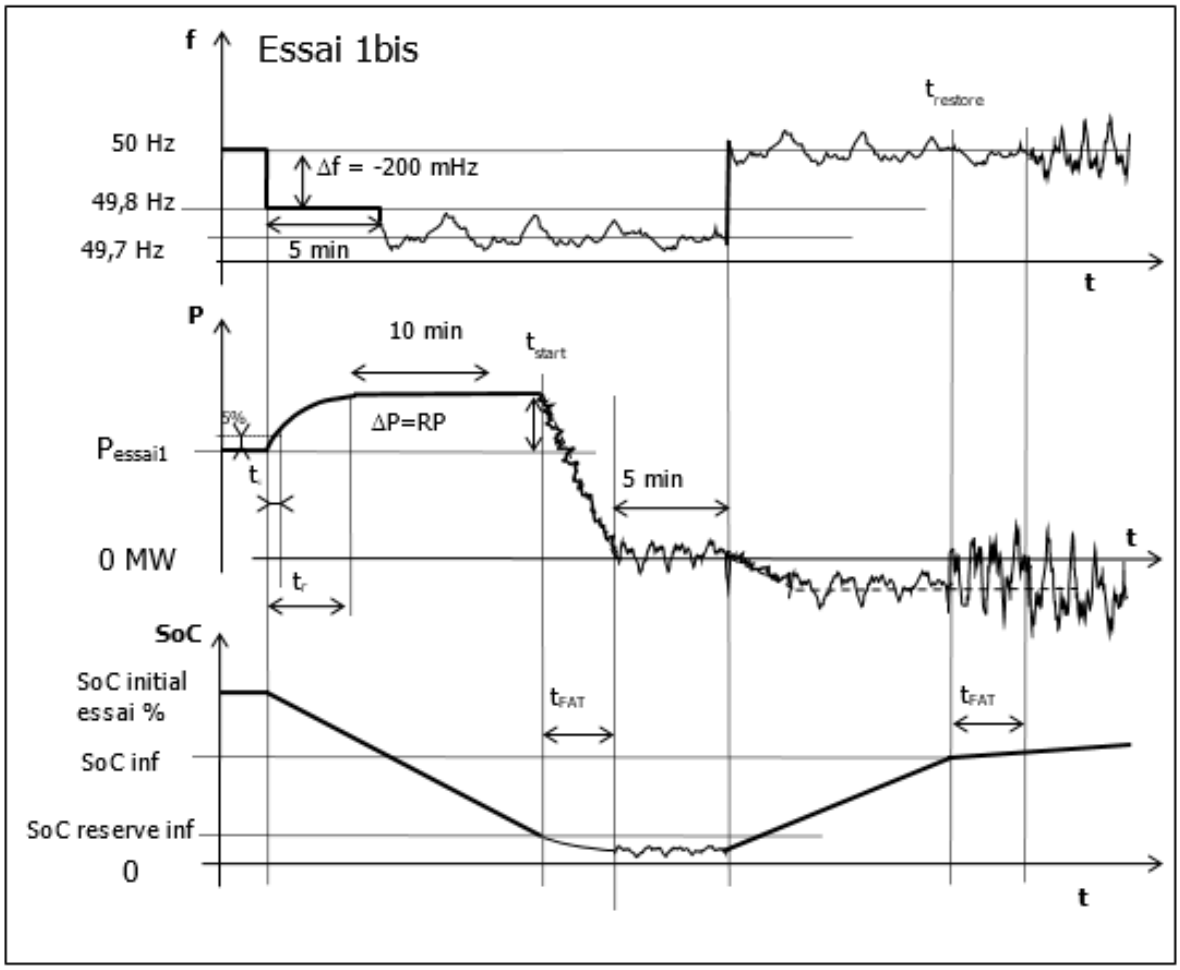
De plus, afin de limiter la durée d'essai supplémentaire à effectuer et ne pas trop alourdir le processus de certification, RTE propose d'associer l'essai réel de mode réserve à l'essai existant actuel n°1.

L'essai 2 (échelon - 200 mHz) est conservé comme aujourd'hui. Le mode réserve est vérifié en réel sur un seul sens dans le cas d'une baisse de fréquence. Toutefois, le même essai devrait être réussi en théorie dans le cas d'une fréquence haute avec saturation du stock, situation qui est tout autant impactante pour RTE.

Le déroulement de l'essai demandé est le suivant :

- Echelon de fréquence 50 Hz avec Δf = 200 mHz pendant 5 minutes (essais n°1 actuel raccourci qui permet de valider la dynamique et l'amplitude de la réserve dégagée)
- Chronique de fréquence basée sur l'historique (10/10/21) décalée d'un offset de - 300 mHz et indiquée en annexe (chronique au pas 10s). Cet offset de -300 mHz est maintenu tant que l'Entité de réserve n'a pas fonctionné a minima pendant 5 min en mode réserve (permet de validation la transition du mode normal au mode réserve et le fonctionnement en mode réserve)
- Retrait de l'offset et poursuite de la chronique de fréquence. Maintien de la chronique de fréquence sans offset jusqu'à rebasculer en réglage normal pendant 5 min (permet de valider la reconstitution du stock en mode réserve et la transition du mode réserve au mode normal)

Afin de limiter encore le temps d'essai l'Entité de Réserve est à la puissance Pessai1 la plus défavorable vis-à-vis des critères de conformité (ex puissance de consigne à Pc maximum et état de charge le plus défavorable dans cette configuration en état normal de fréquence).



Description de l'essai 1 adapté avec ajout de vérification du mode réserve

En essai réel, toutes les séquences doivent également être réalisées, y compris l'ensemble des transitions et le retour en réglage normal pendant 5 minutes. L'algorithme utilisé lors des tests doit être celui utilisé en exploitation et lors de la simulation.

L'ajout de cet essai vise à vérifier le bon fonctionnement du mode réserve en conditions réelles avec la vérification de toutes les phases (transitions, mode réserve, reconstitution du stock).

5.3.8 Impacts opérationnels

Lorsque l'état de charge atteint le seuil d'entrée en mode réserve, la télésignalisation PART.FSM doit alors être positionnée à l'état hors service « PART.FSM HS » dès le t_{start} de démarrage de la période transition vers le mode réserve afin d'informer RTE de l'épuisement de la batterie.

La télésignalisation doit être remise à l'état en service « PART.FSM ES » quand le stock de 15 minutes est reconstitué.

Lors du réglage en mode réserve :

- Les capacités programmées sont rémunérées comme en mode nominal
- La rémunération en énergie reste inchangée, l'énergie fournie reste calculée selon la formule nominale même en mode réserve

Si le comportement attendu en mode réserve n'est pas respecté le certificat d'aptitude pourra être

retiré et sous un mois un essai devra démontrer le bon fonctionnement du mode réserve.

5.3.9 Cas particulier des entités soumises aux exigences de LFSM

Si l'entité de réserve est concernée par la présence d'un dispositif de type LFSM, le comportement attendu et les essais à réaliser seront adaptés en concertation avec RTE.

5.4 Tenue du réglage primaire dans la plage de fréquence 47,5 à 51,5 Hz

L'article 3.3 des propriétés supplémentaires stipule que « chaque unité ou groupe fournissant des FCR doit être capable d'activer les FCR dans la plage de fréquence 47,5 à 51,5 Hz et pendant des durées définies au niveau national par l'entité compétente, conformément aux articles 7 et 13 de RfG, en tenant compte des limites techniques des unités ou groupes respectifs fournissant des FCR. »

RTE propose de définir des durées selon les cas en accord avec les exigences demandées lors du raccordement :

Cas	Durée à respecter
Production RPT existante	Durée indiquée dans la convention raccordement. Pas de déclenchement automatique entre 47,5 et 51,5 Hz et maintien du réglage aussi longtemps que le process le permet
Production RPT	Durée indiquée dans la convention raccordement Pour les installations de production de type B, C et D soumises à l'arrêté 2020 : Durée indiquée dans le cahier des charges des capacités constructives. Il est demandé que l'installation soit capable de fonctionner sans se déconnecter entre 47,5 et 49 et 51 à 51,5 -> 30 min, entre 49 et 51 - > illimité (art 3.4.3). Pour les unités de production de type A la conformité à la norme NF 50549 est demandée
Stockage RPT	Pour les unités de stockage dès le type A : Durée indiquée dans le cahier des charges des capacités constructives. Il est demandé que l'installation soit capable de fonctionner sans se déconnecter entre 47,5 et 49 et 51 à 51,5 -> 30 min, entre 49 et 51 - > illimité (art 3.4.3).
Site de consommation RPT existant déjà certifié	Durée de tenue actuelle à déclarer par l'acteur Pas de déclenchement automatique entre 47,5 et 51,5 Hz et tenue aussi longtemps que le process du site le permet
Nouveau site de consommation RPT soumis au code DCC et à l'arrêté 2020	Durée indiquée dans l'arrêté de 2020 article 153 : Il est demandé que l'installation soit capable de fonctionner sans se déconnecter entre 47,5 et 49 et 51 à 51,5 -> 30 min, entre 49 et 51 - > illimité (art 5.1.2)

Site de consommation RPT existant qui demande une certification FCR ou une augmentation de réserve	Pas de déclenchement automatique entre 47,5 et 51,5 et tenue aussi longtemps que le process le permet. Durée de tenue à déclarer lors de la certification.
Site RPD déjà certifié	Durée de tenue actuelle à déclarer par l'acteur Pas de déclenchement automatique entre 47,5 et 51,5 Hz et tenue aussi longtemps que le process le permet
Site RPD nouvelle certification ou augmentation de certification	Pas de déclenchement automatique entre 47,5 et 51,5 Hz et tenue aussi longtemps que le process le permet Durée de tenue à déclarer lors de la certification

RTE propose d'amender les règles SSYf selon ces principes en modifiant l'article 5.2 des règles SSYf (Critères d'Aptitude) et de l'annexe 15 (trame de certification FCR) :

« Applicable à tous : Il ne doit pas y avoir de déclenchement automatique de l'Entité de Réserve sur la plage de fréquence 47,5 Hz – 51,5 Hz et la fourniture de réglage primaire doit être maintenue aussi longtemps que le processus le permet et en cohérence avec la règlementation applicable le cas échéant.

Applicable pour les sites raccordés au RPT : Le réglage doit être maintenu sur la plage de fréquence 47,5 – 51,5 Hz pendant la durée de tenue inscrite dans la convention de raccordement (ou ses annexes) ou à défaut dans l'engagement de performance.»

- Précision dans l'annexe 15 (trame de certification FCR) :

La durée de tenue de réglage sur la plage 47,5 Hz – 51,5 Hz doit être renseignée dans la fiche 1 dans la section existante « Description du comportement sur les régimes exceptionnels de fréquence du site : comportement du process ; description des éventuels protections / automates. ». Cette demande va être élargie à toutes les entités de réserve et la demande de la durée de tenue de réglage sur la plage 47,5 Hz – 51,5 Hz demandée explicitement.

Une enquête auprès de l'ensemble des acteurs sur la durée de tenue actuelle pour chaque entité de réserve (hors production RPT) va être lancée. Cette durée sera au déclaratif de l'acteur.

6 EVOLUTION DES FORMULES D'ABATTEMENTS ET PENALITES POUR LA RESERVE PRIMAIRE ET LA RESERVE SECONDAIRE

6.1 Contexte

RTE a fait évoluer les règles services système afin de contractualiser la réserve primaire et secondaire par appel d'offres et de permettre la participation dissymétrique aux services systèmes. Dans ce cadre les formules de rémunération (article 10.3) et d'indemnités sur les éléments déclaratifs (article 11.2) ont évolué et il est nécessaire de faire de même pour les formules d'abattements et de pénalités (article 14.6).

RTE propose également de permettre la correction des programmes a posteriori pour ne pas comptabiliser les absences de réglage ponctuelles dans le contrôle de performances.

6.2 Evolution de la correction des programmes

RTE a présenté les grands principes du contrôle de performances lors du groupe de travail services système du 17 septembre 2021. Le support est disponible sous concerte.

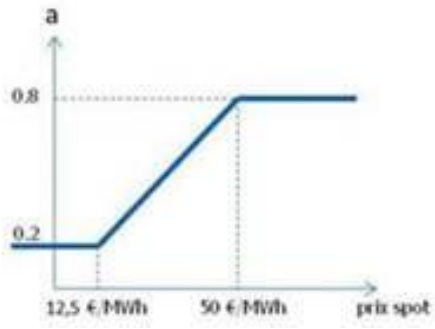
L'objectif de ce contrôle est d'assurer que chaque entité de réglage programmée fournisse un réglage de qualité à chaque instant et permet d'alerter au plus tôt les responsables de réserve en cas de défaillance. Tant que la défaillance n'est pas résorbée, elle peut donner lieu à des abattements et à des pénalités avec une part de réglage indisponible proportionnelle au temps passé en écart.

Afin de ne pas comptabiliser les périodes d'absence de réglage ponctuelle qui ne seraient pas représentatives d'une défaillance structurelle, RTE propose de corriger a posteriori les programmes concernés en les passant à 0. Ainsi les absences de réglage donneront lieu à des indemnités (article 11.2.3) mais ne seront pas comptabilisées dans le contrôle de performances. Le processus est décrit à l'article 7.4.2.

6.3 Evolution de la formule d'abattements à partir de la date I'

RTE propose, à partir d'une date pivot I', d'adapter la formule d'abattements (article 14.6.3) à la contractualisation dissymétrique par appel d'offres et ainsi:

- Remplacer le prix forfaitaire de capacité par les prix marginaux des appels d'offres afin d'être cohérent avec la rémunération et les prix de marché ;
- Introduire une référence à la valeur absolue du prix Spot pour conserver un abattement incitatif même en cas de prix marginal faible. RTE a choisi de prendre le prix du marché journalier comme référence car l'abattement est calculé non pas par rapport à un volume défaillant en énergie mais par rapport à un volume défaillant en puissance, puissance qui est rémunérée et/ou programmée en J-1 en ayant connaissance du prix Spot. De plus, RTE a choisi de prendre la valeur absolue car en cas de prix négatif, RTE a d'autant plus besoin d'avoir à sa disposition un niveau de réserve suffisant à la hausse comme à la baisse pour assurer l'équilibre du réseau ;
- Conserver le coefficient « a » pour la réserve primaire car la contractualisation est symétrique. Pour rappel, la fonction « a » est la suivante :



Note : les paramètres de cette fonction pourront être amenés à évoluer dans une version ultérieure des règles pour prendre en compte l'évolution de la moyenne du prix Spot ;

- Supprimer le coefficient « a » pour la réserve secondaire car la fourniture de réserve à la hausse et à la baisse est complétement séparée (contractualisation et programmation dissymétriques).

6.3.1 Introduction de la notion de volume abattu

Afin de clarifier la notion de MW abattus, RTE propose de définir le volume abattu qui caractérise le volume défaillant entrainant une compensation financière.

Le volume abattu est égal à :

- la valeur opposée du bilan de réserve avec défaillance si le responsable de réserve avait un bilan de réserve positif ;
- ou à la somme des contributions défaillantes si le responsable de réserve avait un bilan de réserve strictement négatif, ce qui correspond aussi à la différence entre le bilan de réserve et le bilan de réserve avec défaillance.

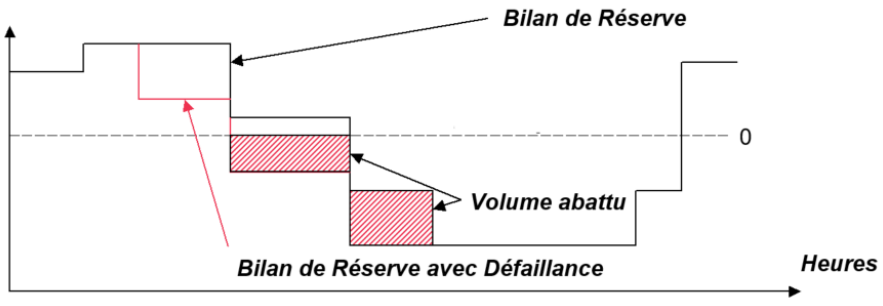
On note V_a le volume abattu :

$$V_a = \min(\max(0;\ -B_d)\,;\max(0;B - B_d))$$

Avec :

- B est le bilan de réserve calculé conformément à l'article 11.1
- B_d est le bilan de réserve avec défaillance, à savoir le bilan de réserve minoré de la contribution défaillante des entités de réserve en défaillance de réglage (la contribution défaillante étant le produit de la contribution au réglage figurant au programme de marche par la part de réglage indisponible)

La notion de volume abattu est illustrée ci-dessous ainsi qu'à l'article 14.6.3:



La formule d'abattements actuelle est égale à :

$$Abattement = [a * VH_a + (1 - a) * VB_a] * PFC$$

Les nouvelles formules par type de réserve et par type de contractualisation qui entreront en vigueur après la date l' sont présentées ci-dessous.

6.3.2 Cas de la contractualisation de la réserve primaire par appel d'offres :

Pour un pas demi-horaire :

$$Abattement_{RP} = [a * VH_a + (1 - a) * VB_a] * max(\frac{p}{2}; \frac{|Spot|}{2})$$

Avec :

- VH_a et VB_a les volumes abattus en MW respectivement à la hausse et à la baisse
- $Spot$ le prix Spot de référence en € pour une livraison d'1 MWh d'électricité en France sur l'heure considérée
- a le ratio hausse/baisse établi conformément à l'article 11.2.3 des règles SSYf
- p le prix marginal en €/hMW de l'appel d'offres de Réserve Primaire du pas demi-horaire considéré

Exemple :

Considérons un responsable de réserve retenu à l'appel d'offres FCR à hauteur de V=10 MW au prix de p=30€/MW/h. Le prix spot pour l'heure du pas demi-horaire considéré est de 40€/MWh. Le PFC vaut 10€/MW/30 min.

Sur le pas demi-horaire considéré il programme 8 MW symétriques avec son EDR 1 et 2 MW symétriques avec son EDR 2. Le responsable de réserve possède une défaillance de réglage sur son EDR 2 avec une part indisponible de 50%. Ses bilans de réserve avec défaillance sont donc négatifs : BH_d =BB_d= -1 MW

On a:

- VH_a =VB_a= 1 MW
- a= max (0,2 ; min (0,8 ; 0,8*40/50)) = 0,64

	Situation avant la date l'	**Situation après la date l'**
Rémunération	V*p/2 = 10* 30/2 = 150 €	V*p/2 = 10* 30/2 = 150 €
Abattement	PFC*(0,64*1 + 0,36*1) = 10 €	max(p/2; Spot/2)*1 = max(15;20)*1 = 20 €

6.3.3 Cas de la contractualisation de la réserve primaire par obligations :

Pour un pas demi-horaire :

$$Abattement_{RP,o} = a * VH_a + (1 - a) * VB_a * max(PFC; \frac{|Spot|}{2})]$$

6.3.4 Cas de la contractualisation de la réserve secondaire par appel d'offres :

Pour un pas demi-horaire :

$$Abattement_{RS} = VH_a * max(\frac{ph}{2}; \frac{|Spot|}{2}) + VB_a * max(\frac{pb}{2}; \frac{|Spot|}{2})$$

Avec :

- ph le prix marginal hausse en €/hMW de l'appel d'offres de réserve secondaire du pas demi-horaire considéré
- pb le prix marginal baisse en €/hMW de l'appel d'offres de réserve secondaire du pas demi-horaire considéré

Exemple :

Considérons un responsable de réserve retenu à l'appel d'offres aFRR à hauteur de Vh=10 MW à la hausse au prix de ph=60€/MW/h. Le prix spot pour l'heure du pas demi-horaire considéré est de 70€/MWh. Le PFC vaut 10€/MW/30 min.

Sur le pas demi-horaire considéré il programme 6 MW de réserve secondaire à la hausse avec son EDR 1 et 6 MW de réserve secondaire à la hausse avec son EDR 2. Son EDR 2 présente une défaillance de réglage avec une part indisponible de 50%. Son bilan de réserve est positif mais son bilan de réserve avec défaillance est négatif : BH= 2 MW et BH_d = -1 MW

On a:

- VH_a =$\min(\max(0;\ -BH_d)\,;\max(0;BH - BH_d)) = \min(1;3)$ = 1 MW
- a= max (0,2 ; min (0,8 ; 0,8*70/50)) = 0,8

	Situation avant la date l'	**Situation après la date l'**
Rémunération	Vh*ph/2 = 10*60/2 = 300 €	Vh*ph/2 = 10*60/2 = 300 €
Abattements	PFC*a* VH_a = 10*0,8*1 = 8 €	$VH_a * max(\frac{ph}{2}; \frac{\|Spot\|}{2})$ = 1*max (30; 35) = 35€

6.3.5 Cas de la contractualisation de la réserve secondaire par recours à un jour similaire :

Pour un pas demi-horaire :

$$Abattement_{RS,js} = VH_a * max(\frac{ph_{js}}{2}; \frac{|Spot|}{2}) + VB_a * max(\frac{pb_{js}}{2}; \frac{|Spot|}{2})$$

Avec :

- ph_{js} est le prix marginal hausse en €/hMW de l'appel d'offres de réserve secondaire du pas demi-horaire du jour similaire
- pb_{js} le prix marginal baisse en €/hMW de l'appel d'offres de réserve secondaire du pas demi-horaire du jour similaire

6.4 Evolution des formules de pénalités à partir de la date I''

Le système actuel visant à remplacer l'abattement par une pénalité au-delà d'une date prévisionnelle de mise en conformité ne permet pas de traiter toutes les entités de réglage de type injection de manière équitable et n'incite pas les responsables de réserve à résorber leur écart dans un temps raisonnable.

RTE propose donc de mettre en place un système de pénalités plus transparent, plus vertueux et plus équitable s'inspirant de celui des services système tension. Le schéma de principe qui entrera en vigueur à la date I'' est présenté ci-dessous ainsi qu'à l'article 14.6:



Un an après la date de début de défaillance T0, si la défaillance de réglage n'est pas résorbée, le montant de l'abattement est doublé. Si la part de réglage indisponible est supérieure à 50%, l'abattement n'est pas doublé mais calculé avec une part de réglage indisponible de 100% (correspondant à un abattement total).

Trois ans après la date de début de défaillance, une pénalité de niveau 1 s'applique et vaut trois fois le montant de l'abattement total de l'entité de réserve de type injection concernée.

Enfin, cinq ans après le début de défaillance, une pénalité de niveau 2 s'applique et vaut cinq fois le montant de l'abattement total de l'entité de réserve de type injection concernée.

Note : Si le début de défaillance a eu lieu avant la date I'', la date de Début de Défaillance T0 est réinitialisée à la date I'', sans pour autant annuler les Abattements dus avant la date I''

6.5 Evolution envisagée dans une version ultérieure des règles

Les GRT de la FCR cooperation vont travailler à une harmonisation du contrôle de performances de la réserve primaire (volume défaillant et formule d'abattements) qui sera concerté avec les acteurs en vue d'une mise en œuvre dans les règles services système à horizon 2025.

7 EVOLUTION DES DISPOSTIONS RELATIVES AU DEPOT ET A L'ACTIVATION DES OFFRES D'ENERGIE DE RESERVE SECONDAIRE

7.1 Contexte

Dans le cadre de la déclinaison de l'article 21 du règlement EBGL, RTE fera évoluer l'activation nominale de la réserve secondaire d'un mode « prorata » à un mode « préséance économique ».

RTE a introduit dans les règles SSY V6 l'article 12 décrivant les modalités de dépôt et de gestion des offres d'énergie de réserve secondaire déposées par les responsables de réserve.

RTE amène quelques clarifications et évolutions à ces modalités dans les règles SSY V7.1.

7.2 Dates pivot

Les règles SSYV7.1 contiennent 3 dates pivot en lien avec l'arrivée de l'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique :

- ***Date W – Mise en service du nouvel outil de conduite du réseau STANWAY :*** l'activation de la réserve secondaire se fera alors toujours selon le mode prorata, mais le niveau N sera envoyé toutes les 4 secondes (contre 5 secondes actuellement) ;
- ***Date X – Activation des offres de réserve secondaire selon la préséance économique :*** l'activation de la réserve secondaire ne se fera plus au prorata des volumes programmés, mais selon l'interclassement des offres soumises par les responsables de réserve. A noter qu'à cette date la préséance économique est faite entre les offres françaises uniquement ;
- ***Date Y – connexion de RTE à la plateforme PICASSO :*** les offres en énergie de réserve secondaire françaises seront transmises à la plateforme européenne PICASSO. Les offres des GRTs connectés à la plateforme PICASSO seront interclassées puis activées en fonction des besoins des GRTs et de la préséance économique des offres.

A noter que dans les règles SSYf v7.1 la date W représentait l'activation des offres de réserve secondaire selon la préséance économique. Elle a été renommée afin que l'ordre alphabétique des dates pivot liées à l'activation de la réserve secondaire soit cohérent avec leur articulation temporelle.

7.3 FAT et Rampe

7.3.1 Clarification de FAT et Rampe

Les termes de rampe et de FAT étaient utilisés indifféremment dans les précédentes règles SSY.

Pour rappel, la rampe et la FAT font référence à deux notions différentes :

- Définition d'une FAT : Temps d'activation du volume maximal contractualisé de réserve secondaire lors de la variation d'un niveau N de 0 à +1 (ou -1). Une FAT se mesure en secondes.
- Définition d'une rampe : Vitesse d'activation du volume contractualisé de réserve secondaire lors de la variation d'un niveau N. Une rampe se mesure en MW/min.

Par exemple : Une EDR certifiée pour 200MW avec une FAT de 300 secondes a une rampe certifiée de $\frac{200}{300} * 60 = 40MW/min$

Le terme de rampe a donc été remplacé par celui de FAT pour :

- La FAT certifiée de l'EDR : temps de l'activation de la réserve secondaire pour passer de 0 % à +100 % (ou -100 %) du volume certifié,
- La FAT d'une offre : temps de l'activation de la réserve secondaire pour passer de 0 % à +100 % (ou -100 %) du volume programmé de l'offre.

7.3.2 Suppression de la notion de rampe certifiée hausse et baisse

Les notions de rampe certifiée à la hausse et rampe certifiée à la baisse ont été supprimées. Il est possible de certifier une unique FAT qui est la même à la hausse et à la baisse.

Cependant, les acteurs auront toujours la possibilité de mettre des FAT différentes pour leurs offres à la hausse et pour leurs offres à la baisse.

7.3.3 Pente d'urgence

Afin que l'article 12.2.3.5 sur l'activation selon la préséance économique soit en cohérence avec l'article 5.2.3 sur les critères d'aptitude, il est précisé que le niveau Ni pourra ne pas respecter la FAT certifiée dans les situations nécessitant l'activation de la pente dite d'urgence.

Les offres pourront être activées avec une pente d'urgence, quel que soit le mode d'activation de la réserve secondaire (prorata ou préséance économique).

7.4 Délai de transmission des Offres en Energie

La phrase ci-dessous a été retirée de l'article « 12.2.1.2.1 Transmission des offres en énergie » :

« En cas de création ou modification du volume certifié ou de la FAT d'une EDR, les premières Offres en Energie associées pour une date J devront être applicables 8 jours calendaires après la date de certification effective de l'EDR (date d'application GIPSE). »

RTE mettra une note à disposition des acteurs pour décrire le processus de certification, et l'impact de la création ou de la modification du volume certifié ou de la FAT d'une EDR y sera décrit. Lorsque les caractéristiques d'une EDR sont modifiées, il est tout à fait possible de continuer à déposer des offres en énergie pendant les 8 jours calendaires suivant la recertification. Les offres en énergie doivent cependant être en cohérence avec les anciennes caractéristiques de l'EDR (avant certification). A partir du 8^{e} jour calendaire suivant la certification de l'EDR, les offres en énergie doivent être en cohérence avec les nouvelles caractéristiques de l'EDR (après certification).

7.5 Changement d'heure

Dans l'article « 12.2.1.2.2 Mise à jour des Offres en Energie », la phrase suivante a été retirée : « Les Guichets durant l'heure de 02h00 à 03h00 pourront ne pas être ouverts les jours de changement d'heure (passage de l'heure d'hiver à l'heure d'été et inversement). »

En effet, RTE prévoit d'ouvrir tous les guichets les jours de passage de l'heure d'hiver à l'heure d'été et inversement. En cas d'incident, RTE peut fermer les guichets au titre de l'article 12.2.3.6.

7.6 Modalités de création des offres en énergie

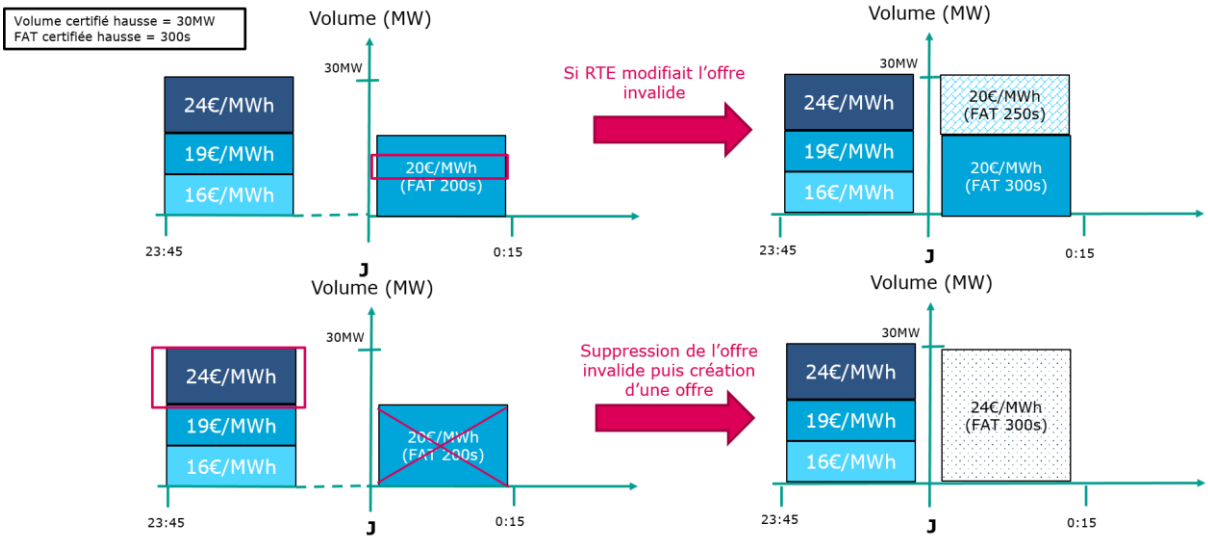
Dans l'article « 12.2.1.2.6. Création des Offres en Energie par RTE en cas de non-respect des obligations relatives aux dépôts des Offres en Energie », la notion de modification d'offres en énergie par RTE a été supprimée. En effet, RTE ne modifie pas les offres des acteurs, les offres sont soit acceptées, soit rejetées.

En cas de rejet d'une offre, RTE peut être amené à créer de nouvelles offres pour les acteurs afin de répondre aux exigences de l'article « 12.2.2. Obligation d'offrir des Offres en Energie sur tous les volumes certifiés des EDR du Périmètre de Réserves du Responsable de Réserve ».

Cette précision est apportée car les offres créées par RTE auront des caractéristiques différentes en cas de création ou de complétion d'offre.

Par exemple :

- Un acteur soumet une offre en énergie pour une EDR et une période de validité donnée, mais le volume est inférieur au volume certifié.
- Si cette offre est valide, alors RTE crée l'offre manquante pour atteindre le volume certifié selon les règles de complétion d'une offre en énergie.
- Si l'offre déposée n'est pas valide, alors RTE rejette l'offre. Il n'y a alors plus aucune offre pour cette EDR et cette période de validité. RTE crée une offre en énergie selon les règles de création d'une offre en énergie. Si l'offre avait été modifiée et non rejetée, alors ce sont les règles de complétion d'offres qui auraient été appliquées.



7.7 Introduction du mode prorata individualisé

Il existe deux modes proratas, le prorata généralisé et le prorata individualisé. Ces deux modes avaient été discutés en GT, mais seul le mode prorata généralisé était décrit dans les règles :

- Le mode prorata généralisé est identique au mode d'activation actuel, toutes les EDR reçoivent un niveau, qu'elles programment ou non.
- Le mode prorata individualisé :
    - les EDR qui ne programment pas reçoivent un niveau nul ;

- les autres reçoivent un niveau Ni individualisé au prorata de leur volume programmé.

7.8 Calcul de l'énergie

Le calcul de l'énergie a été déplacé de l'Article 12 à dans l'Article 13 « Traitement de l'Energie de Réglage » afin de limiter les renvois d'un article à l'autre.

La formule de calcul de l'énergie à la hausse et à la baisse a été réécrite :

- Anciennes formules :
  - $Energie\ Hausse\ (4s) = Volume\ Prog\ Marche\ (pas\ 5\ min)\ Hausse\ x\ Niveau\ Ni$
  - $Energie\ Baisse\ (4s) = Volume\ Prog\ Marche\ (pas\ 5\ min)$ Baisse x (-1) x $Niveau\ Ni$
- Nouvelles formules :
  - $Energie\ Hausse\ (4s) = \int RSH_{PM}\ (pas\ 5\ min)\ x\ Niveau\ Ni\ lorsque\ Ni\ est\ positif$
  - $Energie\ Baisse\ (4s) = \int RSB_{PM}\ (pas\ 5\ min)\ x\ (-1)\ x\ Niveau\ Ni$ lorsque Ni est négatif

avec ∫ représente l'opérateur intégral avec une fréquence d'échantillonnage de 4 secondes ;

Deux évolutions ont été apportées à cette formule :

- « Volume Prog Marche » a été remplacé par « RSH_{PM} » et « RSB_{PM} » (Réserve Secondaire Hausse ou Baisse au Programme de Marche) afin d'utiliser les mêmes termes que l'article « 13.1.2 Détermination de l'énergie de réglage secondaire ». Le volume est bien le même, il s'agit uniquement d'un changement de nomenclature.
- Une intégrale a été rajoutée car le calcul précédent correspondait à la puissance et non à une énergie sur un pas 4 secondes

7.9 Valorisation de l'énergie de Réglage Secondaire

La valorisation de l'énergie a été déplacée de l'Article 12 vers l'Article 13 « Traitement de l'Energie de Réglage » afin de limiter les renvois d'un article à l'autre.

La phrase suivante a été supprimée des règles :

« Dans le cas où l'Offre en Energie serait désactivée sur une Période de Validité où il n'y a pas d'Offre en Energie, suite à un Programme de Marche à 0, le Prix d'Offre en Energie à la Hausse est le prix de l'Offre en Energie à la Hausse Soumise sur la Période de Validité précédente. »

En effet, dès lors que le PM est nul, la rémunération est également nulle. Cette phrase pouvait donc porter à confusion.

7.10 Informations mises à disposition des Responsables de Réserves

7.10.1 Données privées

L'ancien article « 12.3.7.5 Information des Responsables de Réserve » a été retiré des règles. En effet, les données privées mises à disposition des responsables de réserve dans le cadre de l'arrivée du merit order sont déjà décrites dans la « Documentation TOPNIVEAU et BOSS pour le marché en énergie de la réserve secondaire » qui est mise à disposition sur le portail services de RTE.

7.10.2 Indisponibilité fortuite

Dans l'article « 12.2.3.8.1.2 Indisponibilité fortuite », RTE a supprimé la mention à la plateforme Européenne PICASSO. En effet, lorsque RTE se déconnectera de la plateforme PICASSO, la réserve secondaire sera activée selon la préséance économique française. Cela n'induit pas de changement dans le processus opérationnel des acteurs qui pourront continuer à soumettre des offres en énergie. L'état de connexion de RTE à la plateforme PICASSO sera publié sur la plateforme ENTSO-E et donc consultable par les acteurs a posteriori si besoin.

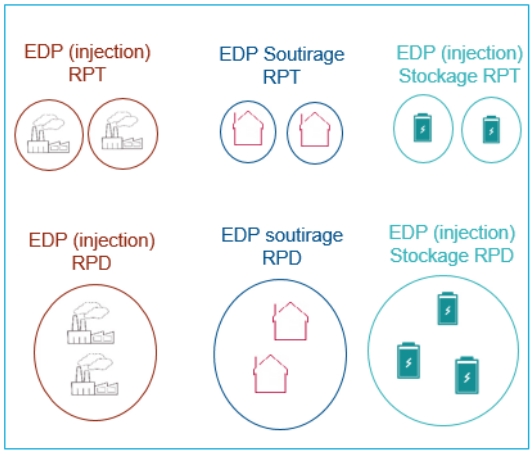
8 AGREGATION ET EDR MIXTES

Les anciens articles des règles SSY v7 « 17.5 – Expérimentation de la participation des entités de réserve de type injection multi EDP » et « 17.8 – Expérimentation relative à l'agrégation injection/soutirage » ont été rassemblés dans un même article « 17.4 – Expérimentation relative aux agrégations mixtes au sein des entités de réserve ».

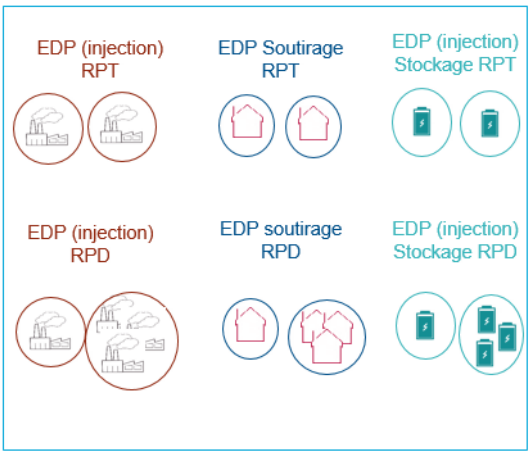
En effet, cette expérimentation permettra d'agréger au sein d'une même EDR des sites d'injection, de soutirage et de stockage, sur le RPT et sur le RPD, **sous condition** que l'agrégation permette d'augmenter le volume de réserve primaire et/ou secondaire qui auraient été fourni sans agrégation. Les limites sur l'interdiction d'agréger des capacités constructives avec d'autres capacités ont été levées.

Cette agrégation se déroulera en deux temps :

- A partir de la date G, l'agrégation sera possible, avec cependant une limitation sur le RPD :
    - Tous les sites d'injection sur le RPD de l'EDR doivent être regroupés au sein d'une même EDP ;
    - Tous les sites de soutirage sur le RPD de l'EDR doivent être regroupés au sein d'une même EDP Soutirage;
    - Tous les sites de stockage stationnaires sur le RPD de l'EDR doivent être regroupés au sein d'une même EDP.



- A partir de la date G', la limite sur le RPD sera levée, et il n'y aura plus de limite sur le nombre d'EDP RPD par EDR.



Les règles d'agrégation au sein d'une EDP sont décrites dans les règles MA-RE. Pour rappel, les principales contraintes que les responsables de programmation devront respecter sont les suivantes :

- Une EDP (injection) doit être constituée :
    - Soit de groupes de production
        - Ayant le même RE
        - Sur le même site d'injection et proches géographiquement
    - Soit d'un unique site de stockage
    - Sur dérogation, les sites d'injection ou les sites de stockage peuvent être sur des sites géographiques différents
    - Un site d'injection ou un site de stockage ne peut appartenir qu'à une seule EDP
- EDP soutirage doit être constituée
    - D'un ou plusieurs sites de soutirage
    - Soit de sites sur le RPT soit de sites sur le RPD
    - Le RR d'une EDR soutirage doit être le RP de tous les sites de soutirage
    - Un site de soutirage ne peut appartenir qu'à une seule EDP de soutirage

9 AUTRES EVOLUTIONS

9.1 Evolutions liées à l'appel d'offres pour la contractualisation des capacités de réserve secondaire

La date H correspondant au passage à la contractualisation des capacités de réserve secondaire par appel d'offres ainsi qu'à l'évolution des formules d'indemnités (retrait du NPR) a eu lieu début Novembre 2021 : le 1er Novembre 2021 pour l'évolution des indemnités et le 3 Novembre 2021 pour le passage à la contractualisation par appel d'offres.

Toutes les parties devenues obsolètes après le passage de la date H ont été supprimées.

De plus, RTE propose de supprimer à l'article 6.4.7 Transparence la publication de l'ensemble des offres déposées anonymisées dans le détail et de s'en tenir aux publications règlementaires.

RTE est légalement tenu de préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles. L'article L.111-72 du Code de l'énergie interdit au gestionnaire du réseau public de transport la communication de ces informations, dont la liste est déterminée à l'article R.111-26 du Code de l'énergie et dont relèvent les offres déposées à la réserve secondaire.

Les dispositions du Code de l'énergie et du droit de l'Union européenne n'autorisent pas RTE à déroger à cette interdiction en ce qui concerne l'ensemble des offres individuelles déposées à la réserve secondaire. En effet, ni le règlement EBGL, ni le règlement (UE) n° 543/2013 concernant la soumission et la publication des données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2003 du Parlement européen et du Conseil ne prévoit la publication de ces informations. En outre, l'anonymisation de ces offres ne permet pas de répondre de façon satisfaisante à l'interdiction énoncée à l'article L.111-72 du Code de l'énergie, notamment en raison du faible nombre d'acteurs concernés.

9.2 Modification du guichet d'ouverture de dépôt des offres de réserve primaire

Les GRT de la FCR Cooperation ont soumis aux régulateurs en novembre 2021 un amendement de la proposition commune définissant les règles et processus harmonisés pour l'échange et l'acquisition de réserve primaire. Cet amendement vise à :

- supprimer les dispositions transitoires suite à l'atteinte du modèle cible en juillet 2020 comprenant un appel d'offres journalier transfrontalier en J-1 8h avec des produits 4h ;
- intégrer des limites d'échange entre zones de réglage fréquence-puissance, notamment entre l'Allemagne et le Danemark ;
- clarifier les processus de règlement GRT-GRT ;
- avancer le guichet d'ouverture de dépôt des offres de J-14 à J-7.

La note de position des régulateurs est attendue avant le 2 Juin 2022.

Ces propositions ont déjà fait l'objet d'une consultation[8] au niveau européen du 25 Mai au 25 Juin 2021 et ne font donc pas partie de la présente consultation.

[8] Amendment to the TSOs' proposal for the establishment of common and harmonised rules and processes for

L'avancement du guichet d'ouverture de dépôt des offres de réserve primaire sera mis en place à partir de la date K (article 6.3.3).

9.3 Mise à jour du processus de repli de l'appel d'offres de réserve primaire

Des évolutions sont apportées à l'article 6.3.6 et 6.5 pour clarifier le processus de passage à une contractualisation par obligations en cas d'échec de l'appel d'offres de réserve primaire :

- Actuellement, la plateforme www.regelleistung.net informe les responsables de réserves avant 9h en J-1, via l'adresse email notfallausschreibung@regelleistung.net, de l'annulation de l'appel d'offres ou du découplage de la France ;
- RTE propose de confirmer cette communication en informant les responsables de réserves au plus tard à 13h en J-1 du passage à une contractualisation par obligations ;
- Enfin, RTE propose de décaler l'envoi des obligations de réserves définitives de 17h à 18h30 en J-1 afin de bénéficier de plus de temps pour traiter ce mode secours. A noter que l'article 6.5.5.1.2 sur le mode dégradé d'envoi des obligations définitives peut alors être supprimé.

Pour rappel, contrairement à certains autres GRT de la FCR Cooperation, RTE ne participe pas aux guichets de secours organisés par la plateforme www.regelleistung.net. Ces modalités pourront néanmoins évoluer dans une version ultérieure des règles services système.

9.4 Evolution du modèle sans prise en compte des énergies de réglage pour les sites de soutirage

Deux évolutions sont apportées au modèle « sans prise en compte des énergies de réglage » applicable aux sites de soutirage :

- Conformément à l'article 45 du règlement EBGL, pour les sites de soutirage au modèle « sans prise en compte des énergies de réglage », RTE va rémunérer le responsable de réserve pour l'énergie de réglage secondaire à la hausse, et le responsable de réserve va rémunérer RTE pour les énergies de réglage à la baisse. Cette disposition sera appliquée à la date pivot F, qui correspond à la mise en œuvre de la nouvelle chaine applicative back office dans le SI de RTE. En cohérence RTE propose d'étendre la rémunération des responsables de réserve pour l'énergie de réserve primaire à partir de la même date ie la date F.
- Conformément à l'article 18 du règlement EBGL, les responsables d'équilibre des sites au modèle sans prise en compte des énergies de réglage seront insensibilisés des énergies de réglage. Cette disposition entrera en vigueur en deux temps :
    - Pour les EDR hors diffus à la date pivot Z : il est nécessaire d'inscrire cette évolution dans les règles MA RE. La date pivot Z sera notifiée dès l'entrée en vigueur du prochain jeu de règles MA RE, soit la v11 prévue début 2024 ;

the exchange and procurement of Balancing Capacity for FCR in accordance with Article 33 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing - European Network of Transmission System Operators for Electricity - Citizen Space (entsoe.eu)

- Pour les EDR diffuses à la date pivot Z' : le traitement des énergies à la maille site pour les EDR diffuses risque d'amener la chaine applicative du SI de RTE à ses limites en termes de performance. Ainsi, il est possible que les sites de ces EDR soient insensibilisés dans un second temps.

9.5 Evolution du traitement des indisponibilités réseau

Les règles prévoient aujourd'hui que les RR ne sont pas impactés par les indisponibilités réseau actuelles selon les modalités suivantes :

- En cas d'indisponibilité fortuite du réseau amont du RPT rendant indisponible ou partiellement ou totalement inapte une EDR, aucune indemnité n'est appliquée (§11.3.4 des règles v7)
- En cas d'indisponibilité fortuite ou programmée du RPD ou du RPT rendant indisponible ou partiellement ou totalement inapte une EDR, aucun abattement ou pénalité n'est appliqué (§14.6.5 des règles v7).

Historiquement, côté RPT, ces dispositions viennent principalement du fait qu'en cas d'indisponibilité non programmée sur le réseau amont, RTE est contractuellement engagé via le CART-P à indemniser du préjudice subi les titulaires du CART et à neutraliser les impacts sur les différents marchés correspondants.

Dans la mesure où le cadre du raccordement et de l'accès au réseau ont évolué ces dernières années, il semble nécessaire de faire évoluer ces dispositions.

La notion d'indisponibilité fortuite du réseau ne semble pas couvrir tous les cas de limitations possibles du fait d'une congestion réseau. En effet, la notion d'indisponibilité fortuite du réseau couvre les cas de N-1 (perte d'un ouvrage) mais ne couvre pas les limitations à l'injection ou au soutirage du fait d'une contrainte de transit qui peuvent désormais également apparaître à réseau complet, notamment du fait du dimensionnement optimal lié à l'intégration des énergies renouvelables.

RTE propose d'élargir la notion d'indisponibilité fortuite à toute limitation à l'injection ou au soutirage du fait d'une congestion réseau mais à l'exception des indisponibilités programmées que l'acteur peut anticiper et qui ne doivent donc pas être neutralisées.

De plus, le cadre du raccordement/accès au réseau prévoit désormais des cas dans lesquels RTE n'est pas tenu d'indemniser du préjudice subi et où le titulaire doit assumer les effets collatéraux sur sa participation aux marchés. C'est notamment le cas des raccordements anticipés, qui concernent l'ensemble des utilisateurs, ou des offres de raccordement optimisées (ORO), applicables uniquement au stockage raccordé en HTB. Dans ces différents cas, les limitations sont à la charge de l'acteur, ce qui signifie qu'une défaillance ne sera pas neutralisée par RTE.

Ainsi, RTE propose de préciser que parmi les limitations à l'injection ou au soutirage du fait d'une congestion réseau, seuls les cas de limitations pour lesquels RTE est contractuellement tenu d'indemniser soient neutralisés.

9.6 Dissymétrisation des formules de calcul d'énergie de réserve primaire et suppression de la possibilité de gain variable

9.6.1 Dissymétrisation des formules de calcul d'énergie de réserve primaire

Le gain de réglage primaire est le paramètre caractéristique du dispositif de régulation de l'entité de réserve qui permet de déterminer la réponse théorique attendue de l'entité quand elle fournit de la réserve primaire lors des variations de fréquence.

Lors de la fourniture de réserve primaire hors réserve secondaire, la puissance active instantanée de l'entité de réserve doit correspondre à la formule suivante :

$$P(t) = \mathrm{P0(t)} + K * \big(50 - f(t)\big)$$

Avec :

- f(t) la fréquence mesurée en Hz à l'instant t du réseau
- K le gain de réglage primaire en MW/ Hz
- P0(t) la puissance de consigne de l'entité en MW

Ainsi lorsque la fréquence est inférieure à 50 Hz la puissance active augmente et quand la fréquence est supérieure à 50 Hz la puissance active diminue.

Lors d'une fourniture de réserve primaire symétrique le comportement de l'entité de réserve est symétrique lors d'une hausse ou d'une baisse de fréquence, en conséquence son gain est symétrique. Cependant il est possible que l'entité de réserve fournisse un réglage dissymétrique avec un gain qui soit différent à la hausse et à la baisse. Cette possibilité est permise dans l'annexe 4 des règles SSYf actuelles où il est demandé de renseigner, le cas échant, les deux valeurs de gain.

Le corps des règles SSYf n'a pas été entièrement mis en cohérence avec cette possibilité de gain différent à la hausse et à la baisse. Dans un souci de cohérence globale, RTE propose donc de modifier les règles SSYf afin que tous les passages soient adaptés à cette possibilité de gain dissymétrique :

- Définition du gain (ou K) : Actuellement la définition est la suivante « Gain de Réglage Primaire de fréquence, défini en MW/Hz. Ce paramètre caractéristique du dispositif de régulation de l'Entité de Réserve ou du Groupe de Production permet de déterminer la réponse théorique attendue de l'Entité de Réserve (en MW), au titre du Réglage Primaire de fréquence lorsque cette dernière diffère de 50 Hz. » RTE propose d'y ajouter la précision suivante : « En cas de gain dissymétrique le Gain Hausse caractérise la réponse théorique attendue lorsque la fréquence est inférieure à 50 Hz et le Gain Baisse la réponse théorique attendue quand la fréquence est supérieure à 50 Hz»
- Article 5.2.3 : Actuellement il est écrit que « La réponse instantanée théorique attendue […] correspond à K.(50-f) (où K est Gain de Réglage Primaire f/P en MW/Hz, et f est la fréquence en Hz). » RTE propose d'amender la formule de la réponse théorique attendue par : K_H.max(0 ;(50-f) + K_B.min(0 ; 50-f) (où K_H et K_B sont les Gains de Réglage Primaire f/P à la Hausse et à la Baisse en MW/Hz, et f est la fréquence en Hz).

- Article 5.2.3 : RTE propose de modifier la formule de calcul du gain dynamique afin de prendre en compte le cas d'une programmation de réserve primaire dissymétrique : « Pour les Entités de Réserve déclarant un Gain dynamique en Annexe 4, le Gain Hausse vaut RPH_{PM}/ 200 mHz et le Gain Baisse vaut RPB_{PM}/ 200 mHz, où RPH_{PM} et RPB_{PM} sont les capacités de Réglage Primaire respectivement à la hausse et à la baisse figurant au Programme de Marche de l'Entité de Réserve respectivement à la hausse et à la baisse. »

De plus RTE propose de mettre à jour à l'article 13 le calcul de détermination de l'énergie de réglage primaire par entité de réserve avec la nouvelle formule suivante :

$E = \int (\min (K_H * \max (0 ; 50-f) ; RPH_{PM}) + \min (- K_B * \min (0 ; 50- f);\ RPB_{PM}))$ où :

- $\int$ représente l'opérateur intégral avec une fréquence d'échantillonnage de 10 secondes ;
- K_H et K_B sont les Gain Hausse et Gain Baisse de l'Entité de Réserve en MW/Hz ;
- f est la fréquence en Hz mesurée par le système national de conduite de RTE et échantillonné au pas 10 secondes ;
- RPH_{PM} et RPB_{PM} sont les Réserve Primaire au Programme de Marche respectivement à la hausse et à la baisse de l'Entité de Réserve en MW (somme des programmes de marche des EDP et EDP Soutirage constitutives de l'Entité de Réserve).

L'article 14 concernant le contrôle de performance n'a pas été modifié. Une précision a été apportée au début de l'article : « Dans le cas d'un Gain de Réglage Primaire dissymétrique, un Gain Hausse K_{resth} et un Gain Baisse K_{restb} sont estimés, la loi de réglage correspondante attendue est KH*max (0; 50-f) + KB*min (0; 50-f). »

9.6.2 Suppression de la possibilité de gain variable

Le gain d'une entité de réserve peut être défini de 3 façons différentes dans les règles SSYf actuelles :

- Gain fixe : valeur statique au niveau de l'entité de réserve quelle que soit la réserve primaire programmée. Pour les entités de réserve constituées de plusieurs groupes de production cela correspond à la somme des gains des groupes de production constituant l'entité.
- Gain dynamique : gain calculé en fonction de la réserve primaire programmée en considérant une fourniture de la réserve complète programmée pour un écart de fréquence 200 mHz.
- Gain variable : calcul du gain de l'entité de réserve à partir des gains des groupes de production constitutifs de l'entité en fonction des delta i transmis par l'acteur (delta i = 1 si le groupe de production est en réglage sur le pas de temps considéré).

Ce gain est utilisé pour le calcul des énergies de réglage théoriques de l'entité de réserve.

Le passage à une gestion des SSYf dans le système d'information de RTE à la maille entité de réserve et non plus entité de programmation avec la possibilité d'entité de réserve multi entité de programmation rend impossible la gestion de gain variable avec un gain par groupe pour RTE. Dans la mesure où cette possibilité n'est pas utilisée par les acteurs et que le gain dynamique représente une alternative adaptée, RTE propose de supprimer cette possibilité et de ne conserver que deux types de gains : gain fixe ou gain dynamique.

9.7 Clés de répartition de l'énergie de réglage au sein des sites de l'EDR

Les responsables de réserve ont la possibilité d'envoyer des clés de répartition pour répartir l'énergie de réglage au sein des sites de leur EDR comme décrit dans l'article 13.2.

Jusqu'à la date F, cette disposition est applicable aux EDR contenant des sites de soutirage uniquement. A partir de la date F, les responsables de réserve pourront envoyer des clés de répartition pour toutes leurs EDRs, qu'elles contiennent des sites d'injection, de soutirage ou de stockage. Ces clés seront utilisées par RTE pour répartir l'énergie de réglage de l'EDR entre des sites qui la composent. Si le responsable de réserve n'envoie rien, alors RTE utilisera les clés de répartition par défaut 1/n, n étant le nombre de sites au sein de l'EDR.

Pour les EDR diffuses, cet envoi de clés de répartition a une faible valeur ajoutée étant donné que tous les sites dans ces EDR ont des profils de consommation similaires. Pour les EDR diffuses, les responsables de réserve n'ont donc pas besoin d'envoyer de fichier de clés de répartition, des clés à 1/n seront attribuées, n étant le nombre de sites dans l'EDR.

9.8 Retour d'expérience sur l'utilisation de l'observabilité statistique

Comme demandé par la CRE dans sa délibération sur les règles SSYf v7, RTE est en train de mener un REX concernant le recours à l'observabilité statistique. La disposition transitoire 17.6 des règles SSYf permet aux responsables de réserve d'avoir recours à une observabilité statistique pour l'observabilité de leur entité de réserve si celle-ci est composée de strictement plus de 70 groupes de production dont la puissance maximale de chacun est inférieure à 1 MW, ou sites de soutirage dont la puissance souscrite de chacun est inférieure à 1 MW. Pour obtenir cette possibilité le responsable de réserve doit avoir démontré à RTE que la transmission de l'ensemble des télémesures a un impact économique significatif sur la rentabilité de la participation de son entité de réserve aux services système. Les règles précisent que la méthode de détermination de la télémesure agrégée doit faire l'objet d'une description à RTE au préalable à sa mise en place et que, de manière à compenser l'erreur d'estimation potentielle, le responsable de réserve doit programmer 5% de réserve supplémentaire à partir de ses entités de réserve mettant en œuvre l'observabilité statistique.

RTE a organisé des échanges trilatéraux (CRE/ acteur / RTE) avec les acteurs disposant dans leur périmètre d'entités de réserve éligibles afin d'analyser le besoin lié à cette expérimentation et la pertinence de sa poursuite, généralisation ou arrêt. RTE souhaite continuer le travail courant 2022 et échanger avec l'ensemble des acteurs dans le cadre des GT SSYf sur les évolutions à apporter à cette disposition transitoire. RTE propose ainsi de terminer de traiter le sujet dans le prochain jeu de règles SSYf et de proposer en attendant une augmentation du seuil maximum des capacités certifiées des entités de réserve ayant recours à ce type d'observabilité à 20 MW contre 10 MW actuellement tout en rappelant l'obligation pour les responsables de réserve recourant à cette possibilité d'envoyer systématiquement en J+1 les données d'observabilité complètes à la maille EDR selon la trame d'échange de données de l'annexe 15 (annexe 3). Cette trame doit être strictement respectée pour permettre l'intégration des données dans le SI de RTE et les données doivent être envoyées à l'adresse mail suivante : rte-ce-mar-cdp@rte-france.com. Ces remontées d'informations permettront d'une part à RTE de s'assurer du bon fonctionnement de l'observabilité statistique et d'autre part d'alimenter la poursuite du REX en cours qui nécessite un échantillon de données suffisamment représentatif. Dans le cas où le responsable de réserve ne respecte pas l'obligation d'envoi des données complète agrégées à la maille EDR en J+1 plus de 3 fois, son éligibilité à l'observabilité statistique lui sera retirée.

De plus RTE rappelle qu'il faut respecter la marge de 5% de programmation supplémentaire de réserve demandée dans les règles actuellement en vigueur afin de compenser l'incertitude associée à l'observabilité statistique. Enfin, le processus d'observabilité statistique doit être décrit et validé lors du processus de certification et doit correspondre à la méthode appliquée en temps réel. Toute modification de cette méthode d'observabilité statistique ou de ses potentiels paramètres doit être systématiquement décrite à RTE.

9.9 Autres évolutions

9.9.1 Introduction de l'obtention d'un PV de tests SI pour tout nouveau responsable de réserve

RTE propose de formaliser la réussite des tests SI exigés lors de la signature de l'accord de participation (article 3.2.5.1) par la signature d'un procès-verbal.

9.9.2 Clarification annexe 16

RTE souhaite apporter deux clarifications à la trame de certification aFRR en 300s (annexe 16) :

- Constante de temps : actuellement il est écrit que « La constante de temps Tmax est égale à 20s (pour les groupes non soumis aux arrêtés 2003-2008-2020 et ultérieurs, la constante de temps devra se rapprocher de ce critère 20s et dans tous les cas rester inférieure à la dynamique contrôlée en continu de 60 sec des règles SSY f). ». RTE souhaite préciser que « Les installations ne respectant pas cette limite de 60s devront avoir fait l'objet d'une dérogation tracée dans un accord de participation selon les conditions exprimées par ces mêmes règles. »
- Certification uniquement dissymétrique : la fiche de certification actuelle ne traite pas explicitement le cas d'une entité à certifier uniquement en dissymétrique. RTE souhaite ajouter ce cas dans les conditions particulières. Dans ce cas-là seuls les essais 5 à 8 sont à réaliser et pas les essais 1 à 4.

9.9.3 Précision sur l'article 14 contrôle des performances

RTE souhaite apporter deux modifications supplémentaires à l'article 14 concernant le contrôle de performances et conséquences :

- 14.2.4.2 Défaillance de la télémesure : Il est écrit que « Le seuil de Notification de Défaillance de Réglage est de 30 heures de défaillance de la télémesure ou de télésignalisation sur une période de 6 Mois. La part de réglage considérée comme indisponible est calculée comme le ratio entre le nombre d'heures de défaillance de la télémesure et de télésignalisation et le nombre d'heures de la période. » RTE souhaite préciser que la défaillance sur les télémesures est prise en compte uniquement lorsque la réserve est programmée. Cependant l'acteur doit transmettre des télémesures et des télésignalisations valides que l'entité soit programmée ou pas. Les invalidités de télémesures posent des problèmes opérationnels dans les centres d'exploitation RTE.

- 14.3. Notification des Défaillances de Réglage Primaire ou Secondaire fréquence / puissance : RTE souhaite préciser que la date du premier échange par email correspond à la date de notification. La date de début de défaillance ne pourra précéder de plus de 60 jours la date de ce premier échange (et non la date de création du formulaire type qui peut être postérieure notamment en cas d’échange technique avec le responsable de réserve).

10 TABLEAU RECAPITULATIF DES EVOLUTIONS ET DES DATES DE MISE EN ŒUVRE

Article	Evolution	Date	Commentaires
Mise en œuvre à une date différente du 1er septembre2022			
Définitions	Introduction de la notion de site de stockage	Date C	Alignée avec la date G, estimée à Octobre 2022
17.4	Agrégation mixte au sein des EDR	Date G Date G'	Estimée à Octobre 2022 Estimée à S1 2023
11.2.3	Date d'évolution des formules d'indemnités (retrait du PFC)	Date I	Estimée au T3 2022
12.1	Envoi du niveau de la réserve secondaire toutes les 4 secondes	Date W	Estimée à Septembre 2022
12.2	Activation de la réserve secondaire selon la préséance économique	Date X	Estimée à T4 2022
12.2.3.7	Connexion de RTE à la plateforme européenne de réserve secondaire PICASSO	Date Y	Estimée à Décembre 2022
13.3	Insensibilisation des RE à l'énergie de réglage des sites de soutirage participant au modèle sans prise en compte des énergies de réglage	Date Z Date Z'	Estimée à début 2024
13.4	Rémunération de l'énergie de réglage des sites de soutirage participant au modèle sans prise en compte de l'énergie de réglage	Date F	Estimée à Septembre 2022
14.6.3	Date d'évolution des formules d'abattements	Date I'	Estimée au S2 2022
14.6	Date d'évolution des formules de pénalités	Date I''	Estimée au S2 2023
6.3.3	Date de modification du guichet d'ouverture du dépôt des offres de FCR	Date K	Estimée au S2 2022