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

Document d'accompagnement

3 Février 2021

Table des matières

1 Exposé des motifs 3

2 Evolution de la contractualisation de la reserve secondaire : passage à un appel d'offres jounalier national 5

2.1 Contexte 5
2.2 Processus de concertation 5
2.3 Détermination du besoin en réserve secondaire de RTE 6
2.4 Déroulé de l'appel d'offres 7
2.5 Description des offres de capacité de réserve secondaire 9
2.6 Modalités de sélection des offres 13
2.7 Rémunération 14
2.8 Mise à disposition des capacités constructives 14
2.9 Situations de repli 14
2.10 Transparence et surveillance 16
2.11 Insertion de la notion d'engagement de réserve 17

3 Evolution des formules de remuneration et d'indemnités pour la réserve primaire et la reserve secondaire 18

3.1 Contexte 18
3.2 Evolution des formules de rémunération et d'indemnités à partir de la date H 18
3.3 Evolution de la formule d'indemnités à partir de la date I 21
3.4 Evolution envisagée dans une version ultérieure des règles 25

4 Trame de certification à la reserve primaire pour une EDR de type Agrégat ou unité de stockage 25

5 Trame type de fiche de certification à l'aptitude à fournir le réglage secondaire de fréquence en 300s (Annexe 16) 27

6 Evolution de la structure des règles 27

6.1 Harmonisation de la structure des conditions générales entre les règles des différents mécanismes de marché 27
6.2 Restructuration de certains articles 28

7 Autres évolutions 30

7.1 Propositions en lien avec le processus de dépôts des offres d'énergie d'aFRR 30
7.2 Obligation d'être en capacité de faire des NER 30
7.3 Prérequis de respect des exigences de raccordement pour participer au marché 30
7.4 Evolution de la définition d'EDR diffuse 31
7.5 Précision sur l'obligation de soumettre des offres 31
7.6 Précision sur la tenue d'un niveau N symétrique en cas de programmation dissymétrique 32
7.7 Ajout d'un délai pour la réalisation d'essai contradictoire 32
7.8 Précision sur la correction des périmètres 32
7.9 Mandat pour les échanges de données 32
7.10 Evolution de la contractualisation de la réserve primaire : passage à un appel d'offres journalier pour des produits 4 heures 32
7.11 Modification de définitions 33
7.12 Correction sur l'unité du S 33
7.13 Mise en place de la signature électronique 33
7.14 Correction des critères pour la garantie bancaire 34
7.15 Modification de la durée de l'obligation de confidentialité 34

8 Annexe 1 – Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre 35

1 EXPOSE DES MOTIFS

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

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

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

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

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

Afin de préparer les évolutions liées aux déclinaisons des codes, le groupe de travail (« GT ») « Evolutions des règles SSYf » de la Commission accès au marché (« CAM ») du CURTE se poursuit dans un processus de concertation avec les acteurs de marché.

En février 2020, RTE a publié sous le site concerte et en GT SSYf, sa feuille de route sur les modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire pour les deux ans à venir. 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 premières étapes de la feuille de route ont été déclinées dans la précédente version des règles services système, entrée en vigueur en Septembre 2020. Elles concernent 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, est déclinée dans la proposition de règles services système faisant l'objet de la présente consultation.

Le passage de la contractualisation de la réserve secondaire par prescription des acteurs obligés à une contractualisation par appel d'offres journaliers, ouvert à toutes les capacités certifiées, va permettre d'ouvrir et d'accroitre la liquidité du marché.

La proposition de règles inclut notamment les évolutions suivantes :

- L'introduction de la contractualisation de la réserve secondaire par un appel d'offres journalier national en lien avec l'article 6 du règlement électricité ;
- L'évolution des formules de rémunération et d'indemnités pour la réserve primaire et la réserve secondaire ;
- L'évolution de la structure des règles en vue d'une harmonisation de la structure des conditions générales avec les autres règles de marché.

D'autres évolutions plus mineures des règles sont proposées au paragraphe 7 du présent rapport.

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

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

2 EVOLUTION DE LA CONTRACTUALISATION DE LA RESERVE SECONDAIRE : PASSAGE A UN APPEL D'OFFRES JOUNALIER NATIONAL

2.1 Contexte

L'article 32.2 du Règlement EBGL impose que la procédure d'acquisition des capacités d'équilibrage soit exécutée, dans la mesure du possible et lorsque cela est économiquement efficient, sur une base court terme.

Ce principe est renforcé par le règlement Electricité. En effet, ce dernier prévoit que la contractualisation de capacité d'équilibrage (comprenant les réserves secondaire, rapide et complémentaire) devra avoir lieu au plus tard un jour avant la période d'engagement et que cette période d'engagement ne devra pas être supérieure à un jour.

Cette contractualisation journalière ne doit toutefois pas obligatoirement porter sur 100% du besoin en réserve du GRT. Ainsi, le règlement Electricité (article 6) oblige :

- à contractualiser sur une base journalière (J-1 pour J) au moins 30% de l'ensemble des capacités d'équilibrage, qui comprennent donc la réserve secondaire (aFRR), la réserve rapide (capacité de mFRR) et la réserve complémentaire (capacité de Replacement Reserve) ;
- parmi l'ensemble des produits standard de capacité contractualisés, à contractualiser 40% de ces produits sur une base journalière. Les produits standards de capacité ont été définis dans la méthodologie Standard Balancing Capacity, en application de l'article 25 du règlement EBGL, validée par l'ACER en Juin 2020.

Ainsi la méthode de contractualisation des capacités de réserve secondaire de RTE doit évoluer pour passer en appel d'offres journalier.

La CRE, dans sa délibération du 2 avril 2020 portant orientations sur les évolutions relatives à la réserve secondaire et portant décision sur une demande de dérogation au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité a accordé à RTE la dérogation prévue aux alinéas 8 et 9 de l'article 6 du règlement sur le marché intérieur de l'électricité, jusqu'à la mise en œuvre de la contractualisation de la réserve secondaire par appels d'offres prévue par RTE au troisième trimestre 2021, et au plus tard au 31 décembre 2021.

RTE fait donc évoluer les règles services système afin de préparer la mise en place de la contractualisation de la réserve secondaire par un appel d'offres journalier national à la date H, prévue pour Octobre 2021.

2.2 Processus de concertation

Le design de marché proposé pour l'appel d'offres pour la contractualiation des réserves secondaires est le résultat de la concertation, menée par RTE avec les acteurs de marché, tout au long des années 2019 et 2020.

Un appel à contribution a été lancé en Juin 2019. Il portait sur l'ensemble des évolutions à venir pour la réserve secondaire dont l'évolution de la méthode de contractualisation, les acteurs ont été intérrogés sur les grands éléments de design de l'appel d'offres.

Le design précis des offres, les modes dégradés ainsi que le principe de sélection des offres ont été affinés lors de la concertation en GT SSYf au cours de l'année 2020. Les éléments remontés lors de cette concertation sont rappelés à chacun des paragraphes concernés.

2.3 Détermination du besoin en réserve secondaire de RTE

2.3.1 Méthode de dimensionnement

RTE fait évoluer, en même temps que la mise en place de l'appel d'offres pour la contractualisation, la méthode de dimensionnement de la réserve secondaire.

Cette nouvelle méthode de dimensionnement a été présentée à tous les acteurs en GT SSYf en Juillet 2020 et est décrite dans l'accord de bloc RFP qui va faire l'objet d'une consultation et d'une saisine de la CRE prochainement.

Cette évolution est nécessaire pour deux raisons :

(i) D'une part la méthode actuelle est incompatible avec le timing proposé pour l'appel d'offres de réserve secondaire. Pour répondre au timing du futur processus, le dimensionnement de réserve secondaire devra être défini par RTE au plus tard avant 9h00 en J-1, ce qui pose des problèmes de compatibilité avec la méthode actuelle qui a besoin des résultats des programmes d'échanges après clearing du marché J-1 pour définir le besoin en réserve secondaire ;

(ii) D'autre part la méthodologie actuelle, historiquement recommandée par les anciennes politiques européennes, est particulièrement bien adaptée dans une logique où la demande France (consommation + échanges) reste le facteur le plus influent dans le besoin de constitution des réserves. L'arrivée des plateformes de balancing, modifiant potentiellement complètement le profil des échanges dans la fenêtre opérationnelle du GRT, pose la question du degré de pertinence de la méthode actuelle.

RTE juge donc nécessaire de requestionner la méthode actuelle de dimensionnement de la réserve secondaire, pour être :

- Compatible temporellement avec le processus d'appel d'offres ;
- Pertinente au regard des changements à venir à moyen terme sur l'équilibrage du système électrique et des besoins de RTE ;
- Compatible avec l'introduction du dissymétrique en France ;
- Compatible avec les contraintes techniques des groupes à fournir le requis France.

La nouvelle méthode de dimensionnement, méthode préconisée par la Policy LFCR du SAFA RGCE[1], est statistique et se base sur l'écart en boucle ouverte historique observé au sein du bloc France i.e. le déséquilibre résiduel France avant activation de réserve secondaire.

Ce nouveau dimensionnement donnera un profil journalier de besoin en réserve secondaire, asymétrique, fixe, avec un pas dépendant des paramètres choisis et sera mis à jour régulièrement à partir d'un historique de données de profondeur d'au moins un an. Le paramétrage de la méthode pour le calcul du besoin sera communiqué aux acteurs selon les modalités définies dans l'accord de bloc.

L'évolution de la méthode de dimensionnement nécessite une modification de l'article 6.1 des règles services système actuelles. RTE propose de supprimer les critères présents actuellement dans les règles qui ne seront plus pertinents avec l'introduction de la nouvelle méthode de dimensionnement :

- «Le volume est compris entre 980 MW et 1750 MW ;
- L'écart Journalier entre le minimum et le maximum de ce volume n'excède pas 400 MW ; et

[1] Load Frequency Control and Reserves of Synchronous Area Framework Agreement Regional Group Continental Europe

- La valeur moyenne annuelle de ce volume n'excède pas le seuil de 1310 MW. Afin de respecter cette valeur, tout besoin supplémentaire de RTE fera l'objet d'un ordre au Mécanisme d'Ajustement au motif « reconstitution des Services Système ».

Les règles SSY renvoient, pour le dimensionnement de la réserve secondaire, à l'accord de bloc RFP.

2.3.2 Publication du besoin de RTE

Le besoin de RTE en réserve secondaire à contractualiser pour un jour J sera consultable sur la plateforme RACOON et sur le site internet de RTE. Il sera publié dans la mesure du possible avant l'ouverture du guichet c'est-à-dire à partir du J-8 pour le jour de livraison J.

2.4 Déroulé de l'appel d'offres

2.4.1 Chronologie

RTE estime que la contractualisation des produits en J-1 pour J doit se faire chronologiquement par niveau d'exigence. A l'instar du choix qui a été fait par d'autres pays européens, RTE considère que la contractualisation de produits de réserve primaire (FCR) et de réserve secondaire (aFRR) doit ainsi avoir lieu avant la contractualisation de produits de type réserve rapide et complémentaire mais doit avoir lieu en amont de l'heure de fermeture (« gate closure time ou GCT) de l'enchère des marchés day-ahead, fixée à 12h. Par ailleurs, certains pays européens ont déjà opté ou ont prévu d'opter pour une enchère journalière en J-1 pour les produits de type réserve secondaire dont l'heure de fermeture est prévue à 9h, pour une publication des résultats à 9h30. Dans un souci d'harmonisation avec nos proches voisins européens, et afin de faciliter la mise en œuvre ultérieure d'une contractualisation commune, il est proposé de s'aligner sur une fermeture de l'enchère à 9h et une publication des résultats à 09h30.

Ainsi, l'appel d'offres pour la contractualisation de la réserve secondaire aura lieu tous les matins à 9h en J-1. Les capacités sont ainsi contractualisées en J-1 pour livraison le jour J. Les résultats sont publiés dès que possible avant 9h30 en J-1.

Lors de l'appel à contribution les acteurs se sont globalement exprimés favorables à ce timing. Lors de la concertation en GT SSYf aucune objection n'a été exprimée.

Le séquencement des différents appels d'offres journalier de réserve, à horizon T4 2021, sera la suivant :

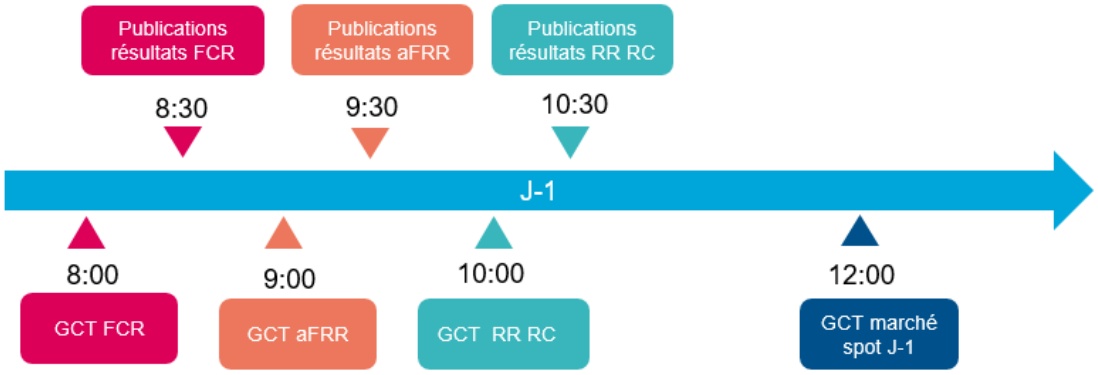


Figure 1. Enchainement des appels d'offres journaliers de réserve en J-1

2.4.2 Conditions et modalités de participation

Pour participer à l'appel d'offres, l'acteur doit être titulaire d'un accord de participation aux règles services système en cours de validité.

Les responsables de réserve intéressés par une participation à l'appel d'offres de réserve secondaire devront au préalable avoir un accès valide à la plateforme RACOON. Pour participer au guichet portant sur le jour de livraison J, cet accès devra avoir été obtenu au plus tard 10 jours ouvrés avant cette journée J. Les conditions à remplir pour pouvoir créer un accès à la plateforme RACOON sont décrites dans le guide d'implémentation SI de l'application qui sera mis à disposition des acteurs sur le site internet de RTE.

2.4.3 Dépôt des offres

Une offre portant sur le jour de livraison J peut être déposée entre le J-8 à 9h et le J-1 à 9h. La fermeture du guichet intervient à 9h00 de la journée J-1. L'ouverture du guichet a lieu 7 jours calendaires avant la date de fermeture du guichet.

La fenêtre proposée de dépôt des offres n'a pas soulevé de question particulière lors de la concertation. RTE souhaite aligner les modalités de l'appel d'offres pour la réserve secondaire à celles de l'appel d'offres journalier pour les réserves rapide et complémentaire.

Les acteurs devront déposer leurs offres de réserve secondaire sur la plateforme RACOON. C'est l'unique moyen de participer à l'appel d'offre de réserve secondaire.

L'application RACOON constitue le Front-Office de RTE pour le dépôt des offres de réserve secondaire par les acteurs français (étant « Responsables de Réserve » et ayant des capacités certifiées par RTE de réserve secondaire). C'est également l'application qui gère l'appel d'offres journalier pour les réserves rapide et complémentaire.

L'application réalise les traitements principaux suivants :

- réception et contrôle des offres déposées ;
- attribution des capacités selon la préséance économique ;
- publication des résultats aux acteurs.

Pour un guichet donné l'acteur peut modifier ou retirer toute offre déposée jusqu'à la date et l'heure de fermeture du guichet. Plusieurs offres peuvent être déposées pour une même période de livraison. La modification des offres est gérée en mode annule et remplace. Le fichier d'offres doit contenir toutes les offres portant sur la journée J d'un acteur. Si un nouveau fichier d'offre est soumis et valide, toutes les offres précédemment prises en compte n'étant dans ce nouveau fichier sont annulées.

RTE rappelle que les offres déposées sur la plateforme d'enchère sont fermes et engageantes après la fermeture du guichet.



Figure 2. Déroulé AOJ réserve secondaire

2.4.4 Mode dégradé de dépôt des offres

Dans le cas où un acteur ne parvient pas à déposer ses offres sur RACOON, du fait d'un problème SI de son côté ou du côté de RTE, RTE pourra déposer pour lui son fichier d'offres.

Le fichier d'offres est à envoyer par mail à RTE, avant l'heure limite de dépôt des offres, sur l'adresse mail dédiée indiquée dans les règles SI et le guide d'implémentation associé.

Les mêmes types de contrôles SI ou métier qu'en mode nominal seront effectués sur le fichier d'offres. Dans le cas d'un dépôt par mail l'acteur ne sera pas averti si son fichier d'offres est rejeté, dans ce cas les dernières offres valides intégrées seront utilisées.

Les offres déjà déposées et au statut valide seront prises en compte dans l'interclassement si aucun nouveau fichier n'est envoyé par mail.

2.5 Description des offres de capacité de réserve secondaire

2.5.1 Définitions

La notion d'offre de capacité de réserve secondaire ou d'offre de capacité a été ajoutée et définie dans les règles. La définition proposée est la suivante :

Offre de Capacité de Réserve Secondaire ou Offre de Capacité : « Ensemble des conditions techniques et financières auxquelles le Responsable de Réserve propose à RTE la contractualisation de capacité de Réserve Secondaire. »

Elle se distingue de la notion d'offre d'aFRR qui correspond aux offres d'énergie de réserve secondaire pour son activation.

Ainsi dans les règles :

- Le terme offre d'aFRR ou offre tout court quand le mot porte une majuscule correspond à une offre d'énergie de réserve secondaire pour l'activation de la réserve secondaire ;
- Le terme offre de capacité de réserve secondaire ou offre de capacité correspond à une offre de capacité pour la contractualisation de la réserve secondaire.

La notion de période de livraison a également été ajoutée. La définition proposée est la suivante :

Période de Livraison : « Plage de temps sur laquelle porte une Offre de capacité de Réserve Secondaire »

Elle se distingue de la notion de période de validité déjà définie dans les règles et qui est liée aux offres d'énergie d'aFRR :

Période de Validité : « Durée sur laquelle une Offre Soumise ou Déposée par un Responsable de Réserve est valide et engageante. »

2.5.2 Type d'offre

Le pas de contractualisation est d'une heure. La contractualisation est faite de façon séparée à la hausse et à la baisse.

Plusieurs pas de contractualisation ont été proposés lors de l'appel à contribution, de 30 minutes à 24 heures. Les acteurs ont exprimé le besoin d'un pas de contractualisation assez faible pour permettre la participation de tout type d'entités, en particulier celles qui ne peuvent pas fournir de la réserve secondaire sur de longues périodes, tout en exprimant le besoin si le pas de contractualisation est faible, de pouvoir lier les offres entre elles afin de répartir les coûts de démarrage et respecter les paliers de programmation de certains groupes.

Afin de donner de la flexibilité aux acteurs et leur permettre d'exprimer leurs contraintes et leurs structures de coûts, RTE propose de laisser la possibilité de faire des offres blocs sur plusieurs heures consécutives ainsi que des offres symétriques en liant une offre à la hausse et une offre à la baisse. Lors de la concertation, ce compromis entre un pas de contractualisation court et la possibilité de lier les offres a été très favorablement accueilli par les acteurs.

Il n'y pas de limite sur le nombre de pas horaires d'une offre bloc.

Les offres doivent être remises au pas de 1 MW. La puissance minimale proposable est de 1 MW.

Lors de l'appel à contribution et de la concertation les acteurs se sont exprimés favorablement sur la proposition de RTE de fixer le seuil minimum des offres et leur granularité à 1 MW.

Une offre porte sur la mise à disposition d'un volume de réserve secondaire donné sur la période de livraison.

Elle doit contenir les éléments suivants :

- Le jour de livraison concerné ;
- La puissance offerte en MW ;
- Un prix associé à cette puissance en €/MW/h, positif ou nul avec deux décimales ;
- Une période de livraison d'une ou plusieurs heures commençant et finissant à l'heure ronde ;
- Une direction : hausse ou baisse ;
- La divisibilité ou non de l'offre : une offre est divisible si elle est sécable au MW près.

2.5.3 Conditions à respecter

Les offres proposées pour un guichet doivent respecter les conditions suivantes :

- Pour chaque pas horaire et pour chaque sens de réserve, la puissance totale proposée par un responsable de réserve doit être inférieure ou égale à la somme des capacités certifiées pour le réglage secondaire des EDR de son périmètre de réserve. Si cette condition n'est pas respectée RTE rejettera l'ensemble du fichier d'offres de l'acteur. RTE souhaite s'assurer qu'un acteur ne propose pas plus de puissance que ce qu'il est en capacité de mettre à disposition ;
- Si l'offre est indivisible, la puissance proposée doit être inférieure à la puissance seuil définie et publiée sur le site internet de RTE.

RTE souhaite limiter l'impact des offres indivisibles sur la formation des prix et faciliter la lisibilité des résultats de l'appel d'offres. Plusieurs acteurs ont signalé que le seuil de 20 MW était relativement restrictif et ont demandé à ce qu'il puisse être revu rapidement, sans passer par un processus de révision des règles. RTE est ouvert à cette demande, dans le cas où l'analyse du retour d'expérience montrerait que ce seuil peut être augmenté sans un impact significatif sur la sélection des offres. Lors de la concertation il a été convenu que cette puissance seuil pourrait être mise à jour suite à un REX sur l'impact des offres indivisibles sur les résultats de l'appel d'offre. Ce seuil pourra être revu sans révision des règles suite à la présentation de ce REX à tous les responsables de réserve et à la CRE en GT SSY et sa valeur mise à jour sur le site internet de RTE. La puissance seuil est fixée à 20 MW au démarrage de l'appel d'offres.

Dès lors qu'une offre ne respecte pas au moins un de ces critères elle sera rejetée par RTE. Le formalisme du fichier d'offres détaillé dans le guide d'implémentation SI est également à respecter, dans le cas contraire le fichier et les offres associées seront rejetés par RTE. Le guide d'implémentation sera mis à disposition des acteurs au premier trimestre 2021.

2.5.4 Liens entre offres

2.5.4.1 Offres symétriques

Lors de la concertation la possibilité de faire des offres symétriques a été fortement demandée par les acteurs, notamment pour ceux qui, dans un premier temps, ne seront pas adaptés au dissymétrique ainsi que pour permettre de répartir les coûts de démarrage.

RTE propose donc la possibilité de lier une offre à la hausse et une offre à la baisse pour former une offre symétrique. Dans ce cas, la puissance retenue à la hausse sera toujours égale à la puissance retenue à la baisse et inversement.

Deux offres liées formant une offre symétrique doivent remplir les critères suivants :

- La puissance proposée à la hausse est égale à la puissance proposée à la baisse ;
- La période de livraison des deux offres est identique ;
- Le caractère divisible ou non des deux offres est le même.

RTE propose de modéliser les offres symétriques par deux offres liées afin de permettre aux acteurs de définir un prix différent pour l'offre à la hausse et pour l'offre à la baisse. L'objectif est de minimiser l'impact des offres symétriques sur la formation des prix marginaux, notamment à la baisse.

La proposition de pouvoir définir des prix différents à la hausse et à la baisse a été proposée par RTE en GT SSY, la majeure partie des acteurs s'est exprimée en faveur de cette proposition afin d'avoir le plus de flexibilité possible dans la formation des offres et permettre d'avoir un prix marginal le moins influencé possible par les offres symétriques.

RTE propose de permettre les liens entre des offres de sens différents jusqu'au 18 Décembre 2024.

Passé cette date, RTE souhaite permettre seulement des offres asymétriques. Ce délai de 3 ans est laissé aux acteurs afin de s'adapter à la cible d'une contractualisation de la réserve secondaire complètement dissymétrisée.

2.5.4.1.1 Offres exclusives

Lors de la concertation, la possibilité de faire des liens d'exclusivité entre offres a également été demandée par les acteurs. Ces liens permettent plus de flexibilité dans la création des offres et l'expression des structures de coûts des acteurs.

RTE propose donc de permettre les liens d'exclusivités entre tout type d'offres. Si deux offres A et B sont liées par un lien d'exclusivité alors il est possible de sélectionner soit une des deux offres soit aucune mais non les deux simultanément.

Il est possible de mettre un unique lien d'exclusivité pour un groupe d'offres. Par exemple si le responsable de réserve dépose quatre offres (A, B, C et D) il peut mettre un lien d'exclusivité entre les offres A, B et C. Dans ce cas, l'algorithme pourra sélectionner une seule de ces trois offres ou aucune. Il n'est pas possible pour l'acteur de mettre un lien d'exclusivité entre les offres A et B et un autre lien d'exclusivité entre les offres A et C de telle sorte que B et C ne soient pas exclusives. Ainsi une offre peut être liée par un lien d'exclusivité à un unique groupe d'offres.

Ce fonctionnement a été partagé en GT SSY et a reçu l'approbation de l'ensemble des acteurs.

2.5.5 Synthèse des types d'offres possibles

Les différents types d'offres de capacité de réserve secondaire possibles sont les suivantes :

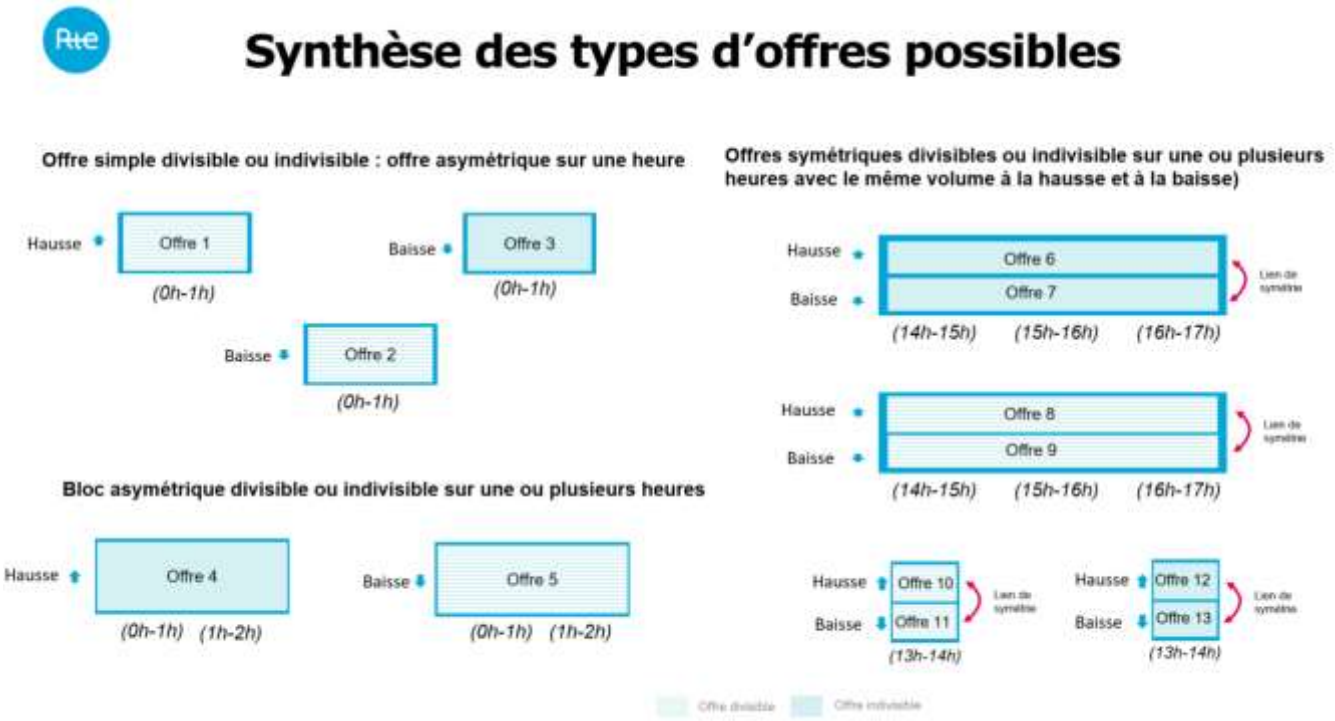


Figure 3. Différents types d'offres possibles

2.6 Modalités de sélection des offres

L'interclassement des offres a lieu juste après la clôture du guichet.

Un contrôle sur le volume d'offres déposées est effectué avant le lancement de l'algorithme. Il est vérifié que pour chaque pas horaire et chaque sens, le volume d'offres déposées sélectionnable (en tenant compte des liens d'exclusivité) est supérieur ou égal au besoin de RTE. Dans le cas contraire l'algorithme n'est pas lancé et il y a passage en situation de repli conformément à l'article 2.9 du présent rapport.

Les offres sont sélectionnées de façon à minimiser la somme suivante, sous la contrainte de respecter les potentiels liens entre offres et indivisibilités, et de répondre au besoin de RTE pour chaque pas horaire et chaque sens de réserve:

$$cc = \sum_{\substack{pas \\ de \\ contractualisation}} \left(\sum_{\substack{offres\ retenues \\ à\ la\ hausse}} (\text{vol offre i} * \text{prix offre i}) + \sum_{\substack{offres\ retenues \\ à\ la\ baisse}} (\text{vol offre i} * \text{prix offre i}) \right)$$

L'algorithme sélectionne les offres en minimisant le coût pour la collectivité.

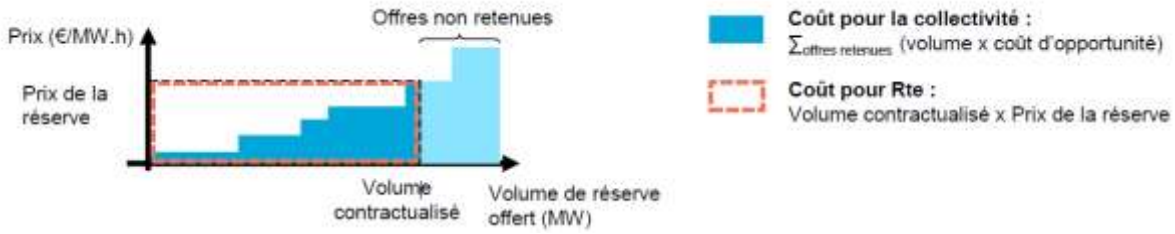


Figure 4. Schéma du coût pour la collectivité

Le prix marginal est fixé par pas horaire et par sens de réserve, par le prix de l'offre la plus chère retenue pour ce pas de temps et ce sens de réserve. Une offre de tout type peut fixer le prix marginal, y compris une offre symétrique ou une offre bloc sur plusieurs pas de temps.

L'algorithme sélectionne les offres de façon à minimiser le coût pour la collectivité tout en couvrant le besoin de RTE. Du fait de cette optimisation globale, des offres peuvent être paradoxalement rejetées c'est-à-dire non retenues alors que leur prix d'offre est en dessous du prix marginal, si cela minimise le coût total pour la collectivité de la contractualisation et ce même si ces offres sont simples et divisibles.

Dans le cas où il y a plusieurs solutions dont le coût pour la collectivité est minimal, l'algorithme sélectionne la solution qui minimise le coût de contractualisation de la réserve pour RTE. Dans le cas où le coût de contractualisation est également égal, la solution retenue est la première solution sélectionnée par l'algorithme.

Les résultats de l'interclassement sont mis à disposition des acteurs sur la plateforme RACOON dès que possible avant 9h30.

Toute offre retenue engage le responsable de réserve qui doit programmer les volumes retenus sur les pas demi-horaire et le sens concernés.

2.7 Rémunération

Les offres retenues à l'appel d'offres sont rémunérées au prix marginal. Le prix marginal est fixé par pas de contractualisation et par sens. Il correspond au prix de l'offre la plus chère retenue pour le pas de contractualisation et le sens concerné. Pour une journée J donnée, il y a donc 48 prix marginaux correspondant aux 24 heures de la journée à la hausse et à la baisse.

Lors de l'appel à contribution les acteurs se sont, à l'unanimité, exprimés en faveur d'une rémunération au prix marginal plutôt qu'au prix d'offre.

La formule de rémunération par pas demi horaire est détaillée à l'article 10.3 du projet de règles et au paragraphe **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** du présent rapport d'accompagnement.

Dans le cas d'une situation de repli avec recours à l'utilisation d'un jour similaire (cf art 2.9.2) les coûts marginaux utilisés pour la rémunération des capacités contractualisées sont ceux du jour concerné.

2.8 Mise à disposition des capacités constructives

Comme pour l'appel d'offres FCR, les acteurs dont les capacités sont soumises à l'article L. 321-1 du code de l'énergie sont tenus de mettre à disposition ces capacités en déposant des offres au moins à hauteur de leurs capacités constructives. Les offres sont déposées à la granularité du MW. Les installations dont le volume de capacité constructive est strictement inférieur à 1MW ne sont donc pas concernées.

Dans le cas où la somme des capacités constructives d'un acteur dépasse le besoin de RTE, la somme des offres déposées par cet acteur doit être supérieure ou égale au besoin de RTE mais peut être inférieure à la somme de ses capacités constructives.

2.9 Situations de repli

Dans le cas où la tenue de l'appel d'offres est compromise par un problème SI ou un manque d'offres, il y a passage en situation de repli, pour assurer la contractualisation des volumes nécessaires de réserve secondaire pour RTE. Dans le cas d'un manque d'offres, dès lors que sur un pas horaire pour un sens de réserve donné, la puissance totale pouvant être contractualisée à l'appel d'offres est inférieure au besoin de RTE, il y a passage à la solution de repli.

Du fait de la criticité, pour la sécurité du système, de la contractualisation des capacités de réserve secondaire, plusieurs solutions de back up sont prévues pour assurer, dans tous les cas possibles, la contractualisation de capacité à hauteur des besoins de RTE.

2.9.1 Etape 1 : Organisation d'un guichet de secours

Dans le cas d'un passage au mode de repli, RTE informe les responsables de réserve participant à l'appel d'offres par mail au plus tard à 10h30.

Dans le cas d'un problème SI, RTE se laisse jusqu'à 10h30 pour résoudre le problème et communiquer les résultats aux acteurs. Si à 10h30 aucun résultat ne peut être communiqué le guichet est annulé et les acteurs sont prévenus par mail. RTE organisera alors, si c'est possible, un nouveau guichet l'après-midi avec une ouverture du guichet à 13h45 et une fermeture du guichet à 14h45. Si l'organisation de ce guichet de secours l'après-midi est possible, il se déroule comme prévu pour un guichet nominal. Les résultats sont communiqués au plus tard 30 minutes après la nouvelle heure limite de dépôt des offres c'est-à-dire au plus tard à 15h15.

Ce guichet de secours peut être concomitant avec le guichet de secours organisé pour la contractualisation des capacités de RR RC entre 14h et 15h (cf figure 5).

Dans un premier temps au lancement de la contractualisation de la réserve secondaire par appel d'offres, l'organisation d'un guichet de secours l'après-midi pourrait ne pas être assurée. Dans ce cas, on passe directement à l'étape suivante, la contractualisation selon un jour similaire.

2.9.2 Etape 2 : Utilisation d'un jour similaire

Dans le cas où l'organisation d'un guichet de secours n'est pas possible ou qu'un problème est survenu lors du guichet de secours et qu'aucun résultat ne peut être obtenu (problème SI ou manque d'offres), RTE utilisera les résultats de l'appel d'offres d'un jour passé dit jour similaire et défini selon une règle prédéfinie et concertée avec les acteurs de marché.

Deux options ont été étudiées par RTE, le recours à un jour similaire ou le retour à la prescription comme c'est le cas aujourd'hui pour la FCR. Le recours au jour similaire a été proposé lors de la concertation car il permet d'inclure tous les acteurs dans la contractualisation en mode back up et non pas seulement les acteurs obligés. De plus, cela simplifiera à terme les processus (sous réserve d'une évolution du mode de back up pour la FCR) avec la fin de l'envoi des fichiers PAP et le décommisionnement de l'application SI associée au calcul de prescription, qui ne sera utilisée que très ponctuellement.

Les acteurs ont émis des inquiétudes sur le caractère similaire des jours entre eux, un jour J n'étant pas forcément similaire à un jour J+1 pour le plan de production. RTE a rappelé que ce mode de contractualisation a vocation à être utilisé de manière tout à fait exceptionnelle et que les acteurs peuvent avoir recours au marché secondaire. De plus cette règle est déjà celle appliquée en cas de problème sur le calcul de prescription.

Il est donc proposé de reprendre la règle existante de définition d'un jour similaire dans le cas d'un problème sur les calculs de prescription décrite à l'article 3.4.1.2 des actuelles règles SSY SI.

La sélection du jour similaire est réalisée comme suit, le jour J désignant le jour de livraison concerné:

- Jour J ouvré et J-1 ouvré : les résultats utilisés sont ceux portant sur la journée J-1;
- Jour J ouvré et J-1 dimanche : les résultats utilisés sont ceux portant sur le dernier jour ouvré précédant ;
- Jour J ouvré et J-1 férié: les résultats utilisés sont ceux portant sur le dernier jour ouvré précédant ;
- Jour J samedi : les résultats utilisés sont ceux portant sur le samedi précédant ;
- Jour J dimanche ou jour férié : les résultats utilisés sont ceux portant sur le dimanche précédent.

Dans le cas de l'utilisation du recours à un jour similaire, les capacités contractualisées seront rémunérées aux prix marginaux du jour correspondant. Les responsables de réserve sont, en cas de contractualisation par un jour similaire, éligibles à la réduction d'indemnités.

La règle de sélection du jour similaire sera inscrite dans les règles SSY SI.

Le schéma suivant résume la règle à appliquer avec quelques exemples.

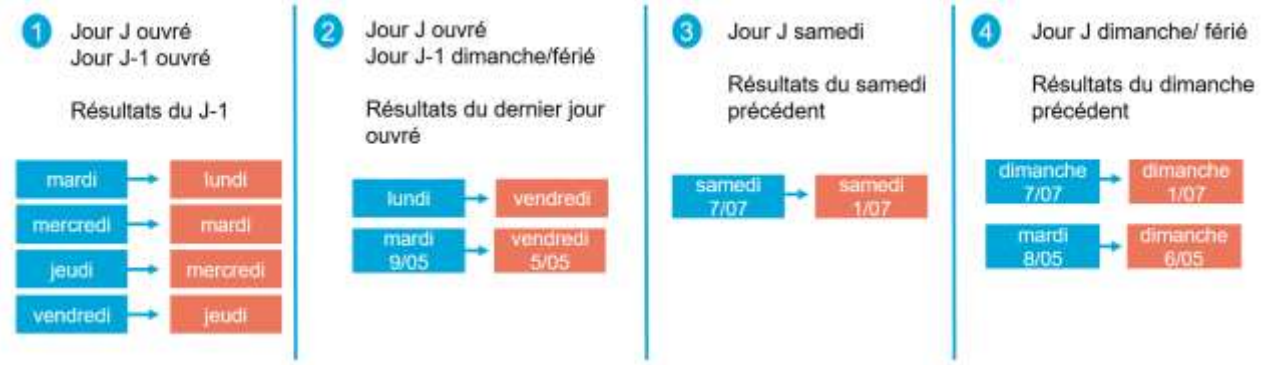


Figure 5. Règle de sélection du jour similaire

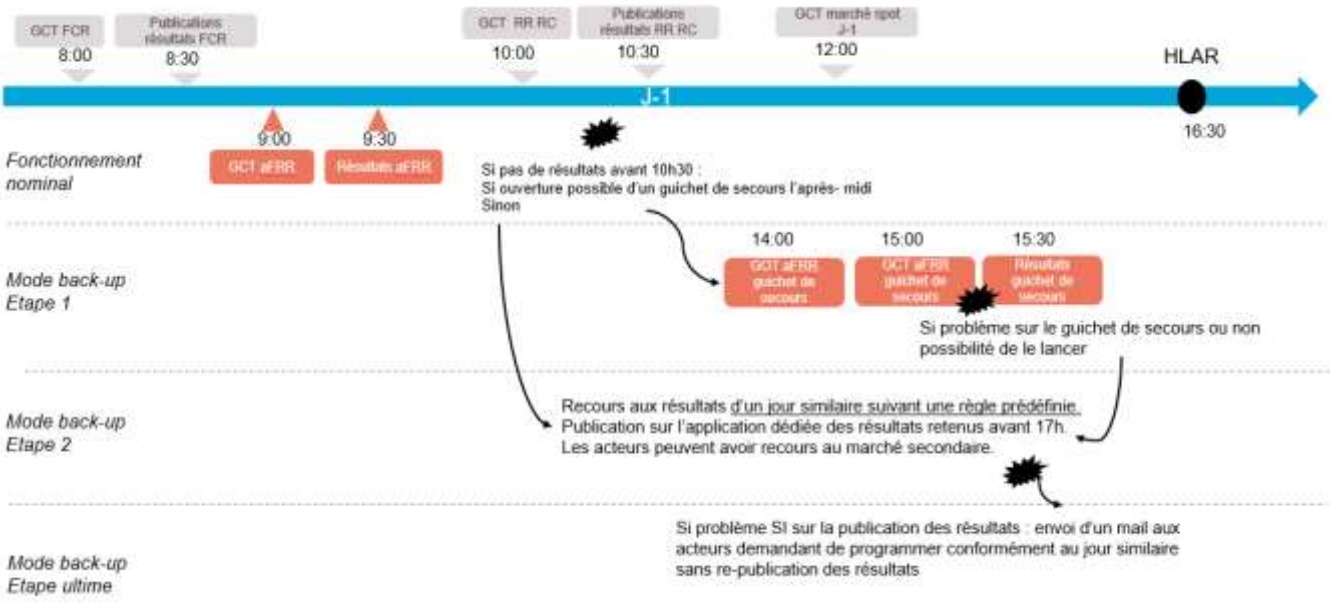


Figure 6. Séquencement des différentes étapes du mode de repli

2.10 Transparence et surveillance

2.10.1 Publication des données privées

Les données privées des acteurs, concernant leurs offres déposées et les offres retenues ou non à l'appel d'offres, seront accessibles sur l'application dédiée RACOON. Le détail des modalités de mise à disposition de ces données sera décrit dans le guide d'implémentation SI associé.

Le volume total contractualisé par heure et par sens de réserve secondaire ainsi que les prix marginaux correspondants seront également disponibles sur l'application RACOON.

2.10.2 Publication des données publiques

Conformément aux articles 17.1.b et 17.1.c du règlement Transparency et à l'article 12.3.f du règlement Electricity Balancing, RTE publiera sur la plateforme Transparency d'ENTSOE au plus tard une heure après la publication des résultats aux acteurs participants :

- Le volume total de réserve contractualisé par pas 30 min et par sens de réserve ;
- Le prix marginal par pas 30 min et par sens de réserve ;
- Le détail anonymisé du volume et du prix proposés pour les offres de réserve secondaire retenues à l'appel d'offres.

RTE publiera également sur son site internet :

- Le besoin de RTE en réserve secondaire à la hausse et à la baisse pour les 8 prochains jours ;
- Le volume total de réserve contractualisé par pas 30 min et par sens de réserve ;
- Le prix marginal par pas 30 min et par sens de réserve ;
- Le détail anonymisé de l'ensemble des offres déposées comprenant le volume et le prix proposé, la plage de validité, la divisibilité et les potentiels liens d'exclusivité entre offres. Cette publication du détail de toutes les offres soumises à RTE a été concertée en GT SSY et accueillie favorablement par l'ensemble des acteurs.

2.10.3 Transparence

Pour chaque appel d'offres RTE transmet à la CRE la totalité des offres acceptées et rejetées en France.

2.11 Insertion de la notion d'engagement de réserve

RTE propose d'introduire la notion d'engagement de réserve, définie comme suivant :

Engagement de Réserve : « Quantité de Réserve contractualisée par le Responsable de Réserve par appel d'offres devant être mise à disposition de RTE par le Responsable de Réserve, soit directement par la Programmation, soit indirectement par des achats de Réserves. »

Cette notion permet de distinguer les obligations des responsables de réserves liées à la contractualisation de leurs capacités par appel d'offres, pour la réserve primaire ou pour la réserve secondaire, de la notion d'obligation spécifique aux règles services système qui désigne les obligations des responsables de réserve découlant de la prescription. Ainsi, le résultat de l'appel d'offres pour la contractualisation de la réserve primaire ou de la réserve secondaire constitue l'engagement de réserve du responsable de réserve qui est tenu de mettre à disposition de RTE la quantité de réserve contractualisée sur les pas demi-horaires concernés.

Le terme d'obligation renvoie à la prescription et reste défini comme actuellement :

Obligation de Réserve : « Quantité de Réserve relative aux besoins France devant être mise à disposition de RTE par le Responsable de Réserve, soit directement par la Programmation, soit indirectement par des achats de Réserves. »

3 EVOLUTION DES FORMULES DE REMUNERATION ET D'INDEMNITES POUR LA RESERVE PRIMAIRE ET LA RESERVE SECONDAIRE

3.1 Contexte

RTE a fait évoluer en 2015 les règles services système afin de permettre la participation dissymétrique aux services systèmes. Dans ce cadre, les formules d'indemnités sur les éléments déclaratifs et les formules d'abattements ont évolué afin que les calculs soient faits séparément à la hausse et à la baisse. Cependant la contractualisation restait à ce moment symétrique, avec un appel d'offres transfrontalier symétrique pour la réserve primaire et la prescription symétrique pour la réserve secondaire.

Le passage à une contractualisation par appel d'offres séparée à la hausse et à la baisse pour la réserve secondaire nécessite un changement des formules de rémunération et d'indemnités qui contiennent encore des termes non adaptés à une contractualisation dissymétrique.

Dans un premier temps, RTE propose de supprimer le netting partiel de rémunération des formules de rémunération et d'indemnités aussi bien pour la réserve primaire que pour la réserve secondaire. Ces évolutions seront effectives au lancement de l'appel d'offres pour la contractualisation de réserve secondaire, c'est-à-dire à partir de la date H.

Dans un second temps, RTE propose de faire évoluer de nouveau les formules d'indemnités afin d'une part, de ne plus faire référence au prix forfaitaire de capacité en cas de contractualisations par appel d'offres et d'autre part, de ne plus utiliser le coefficient « a » pour la réserve secondaire. RTE souhaite effectuer ses évolutions au plus tôt après le lancement l'appel d'offres pour la contractualisation de réserve secondaire mais du fait d'un possible retard d'implémentation SI, ces évolutions seront effectives à partir d'une date I ultérieure.

3.2 Evolution des formules de rémunération et d'indemnités à partir de la date H

RTE propose de faire évoluer, en cohérence, l'ensemble des formules de rémunération, que ce soit en cas de contractualisation par obligations ou par appel d'offres et pour la réserve primaire comme pour la réserve secondaire, afin de neutraliser l'impact de la suppression du NPR dans la formule d'indemnité (cf article **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**3.2.3 du présent rapport).

3.2.1 Evolution de la formule de rémunération en cas de contractualisation par obligations

La formule de rémunération actuelle en cas de contractualisation par obligations, calculée par pas 30 minutes et décrite à l'article 13.2 des règles services système actuelles est la suivante :

$$\max(0; PFC\ (\mathrm{P} + \min(0; \max(BH, BB)))), \text{ où :}$$

- PFC est le Prix Forfaitaire Capacité en € ;
- P est l'Obligation de Réserve définitive en MW ;
- BH et BB sont les Bilans de Réserve respectivement à la hausse et à la baisse en MW.

RTE propose de supprimer le second terme de la rémunération ie $\mathrm{PFC} * \min(0; \max(BH, BB)$ qui est égal au terme de netting partiel de rémunération qu'il est également proposé de supprimer dans la formule d'indemnités.

Ainsi la nouvelle formule de rémunération proposée par RTE en cas de contractualisation par obligations (article 10.2 du projet de règle) est :

$$PFC * P$$, où :

- PFC est le Prix Forfaitaire Capacité en € ;
- P est l'Obligation de Réserve définitive en MW.

3.2.2 Evolution de la formule de rémunération en cas de contractualisation par appel d'offres

La formule de rémunération actuelle en cas de contractualisation par appel d'offres, calculée par pas 30 minutes et décrite à l'article 13.3 des règles SSY actuelles est la suivante :

$$\sum_{offres\ retenues\ i} Vi \frac{pi}{2n} - PFC \max\left(0; \min\left(\sum_{offres\ retenues\ i} Vi\ ; -\max(BH, BB)\right)\right)$$, où:

- PFC est le Prix Forfaitaire Capacité en € ;
- Vi est le volume retenu en MW de chaque offre i ;
- n est le nombre d'heures sur laquelle porte le prix de rémunération de l'offre ;
- pi est le prix de rémunération de l'offre i en €/MW pour la période de livraison ;
- BH et BB sont les Bilans de Réserve respectivement à la hausse et à la baisse en MW

Comme décrit précédemment, il est proposé de supprimer le second terme de la formule. En effet ce terme est exactement égal au terme de netting partiel de rémunération dans la formule d'indemnité et leur effet conjugué est donc nul.

La nouvelle formule proposée à l'article 10.3 du projet de règles est donc la suivante (applicable par sens de réserve et par pas demi-horaire) :

$$\sum_{offres\ retenues\ i} Vi \frac{pi}{2n}$$

Avec :

- Vi est le volume retenu en MW de chaque offre i ;
- n est le nombre d'heures sur laquelle porte le prix de rémunération de l'offre ;
- pi est le prix de rémunération de l'offre i en €/MW pour la période de livraison.

3.2.3 Evolutions des formules d'indemnités sur les éléments déclaratifs

La formule d'indemnités actuelle, décrite à l'article 12.2.3 des règles actuelles, est la suivante :

Indemnité = a(IEPH + IERH) + (1-a) (IEPB + IERB) **– NPR**, où :

IEPH = indemnité élémentaire hausse pleine = max(0, -BHFH * max(0.2 * PFC, |SPOT/2|) –BHFH * PFC)
IERH = indemnité élémentaire hausse réduite = 1.2 * PFC * max(0 ;(min(0, BHFH)-BH))
IEPB = indemnité élémentaire pleine baisse = max(0, -BHFB * max(0.2 * PFC, |SPOT/2|) –BHFB * PFC)
IERB = indemnité élémentaire réduite baisse = 1.2 * PFC * max(0 ;(min(0, BHFB)-BB))
NPR = netting partiel de la rémunération = max(0 ;min(-BH, -BB, **P**) * PFC))
a = ratio d'indemnité hausse / baisse = max(0.2, min(0.8, 0.8*SPOT/50))

Avec :

- PFC : prix forfaitaire de capacité
- P : l'Obligation de Réserve définitive en MW en cas de contractualisation par obligations, ou le volume des offres retenues en MW en cas de contractualisation par appel d'offres

Elle est calculée par pas demi-horaire et par type de réserve.

Il y a bien une séparation des indemnités selon les bilans à la hausse et à la baisse. Cependant la formule globale d'indemnités contient le terme de netting partiel de rémunération qui n'est pas adapté au dissymétrique car le terme P désigne « l'obligation de réserve définitive en MW » et n'est pas séparé à la hausse et à la baisse. Or dans le cadre d'une contractualisation dissymétrique, le volume contractualisé à la hausse et le volume contractualisé à la baisse peuvent être différents.

RTE propose de supprimer le terme NPR de la formule d'indemnité. Afin de neutraliser l'impact de cette suppression, RTE propose de supprimer également de la formule de rémunération le terme de diminution de la rémunération sur le bilan déclaratif qui est égal au NPR comme décrit aux paragraphes précédents (3.2.1 et 3.2.2).

Ces deux termes s'annulant, leur effet est nul. Actuellement dans le cas où les deux bilans (hausse et baisse) sont négatifs, le responsable de réserve reçoit une rémunération réduite mais ses indemnités sont également réduites du même montant. RTE propose de supprimer ces deux termes, le responsable de réserve recevra ainsi sa rémunération en entier, même lorsque ces bilans de réserve sont négatifs mais les indemnités qu'il devra payer seront également plus élevées.

La nouvelle formule d'indemnité proposée par RTE est la suivante:

$$\text{Indemnité} = a(IEPH + IERH) + (1-a)(IEPB + IERB)$$

Comme précisé au paragraphe 2.9.2 du présent rapport, les responsables de réserve sont éligibles à la réduction d'indemnités en cas de contractualisation par un jour similaire. Dans le cas d'un déroulé nominal de l'appel d'offres pour la contractualisation de la réserve, il n'y a pas de réduction d'indemnité.

3.2.4 Cas d'exemple de l'impact des évolutions proposées

Un exemple est proposé afin d'illustrer les évolutions proposées par RTE.

Considérons un responsable de réserve retenu à l'appel d'offres FCR à hauteur de 10 MW au prix de 16€/MW/h. Le prix spot pour l'heure du pas demi-heure considéré est de 30€/MWh. Le PFC vaut 10€/MW / 30 min.

Sur le pas demi-horaire considéré il ne programme que 5 MW de réserve primaire à la hausse et 5 MW de réserve primaire à la baisse. Ses bilans de réserve sont donc négatifs : BH= BHFH = -5 MW et BB= BHFB = -5 MW.

On a selon les formules des règles :

IEPH = max (0, 5*max (0,2*10, 15) + 5*10) = 125 €

IERH = IERB = 0

IEPB = max (0, 5*max (0,2*10, 15) + 5*10) = 125€

NPR = max (0, min (5, 5,10)*10)= 50 €

a= max (0,2, min (0,8, 0,8*30/50)) = 0,48

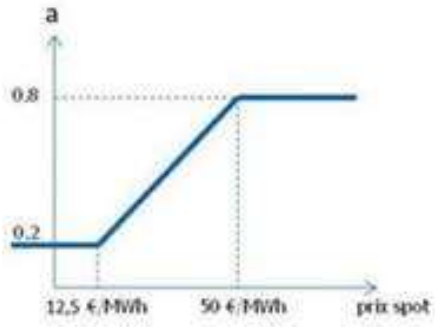
	Situation actuelle	Evolution proposée
Rémunération	Vi*pi/2 – PFC* max (0, min (Vi, - max (BH, -BB))= 10* 16/2 – 10* max (0, min (10, - max (-5, -5))= 80 – 10* 5 = 30 €	Vi*pi/2 = 10* 16/2 = 80 €
Indemnités	a (IEPH + IERH) + (1-a) * (IEPB + IERB) – NPR = 0,48 * 125 + 0,52 * 125 – 50 = 75 €	a (IEPH + IERH) + (1-a) * (IEPB + IERB)= 125 €
Total : Rémunération – Indemnités	30– 75 = -45 €	80- 125 = -45 €

On voit donc que le total reste inchangé mais que la répartition entre rémunération et indemnité est légèrement modifiée.

3.3 Evolution de la formule d'indemnités à partir de la date I

En plus de la suppression du NPR, RTE propose d'autres évolutions afin d'adapter la formule d'indemnités à la contractualisation dissymétrique par appel d'offres, tout en conservant sa structure originelle :

- Conserver un terme avec une référence au prix SPOT pour éviter tout arbitrage avec le marché journalier ;
- Remplacer le prix forfaitaire de capacité par les prix marginaux de l'appel d'offres afin d'être cohérent avec la rémunération et les prix de marché ;
- Conserver le coefficient « a » pour la réserve primaire car la contractualisation restera symétrique. En effet cela permet de pénaliser de manière identique un responsable de réserve « court » (i.e. présentant un déficit de réserve) d'un certain volume de réserve symétrique et globalement deux responsables de réserve chacun « court » du même volume de réserve mais pour l'un à la hausse et pour l'autre à la baisse. Pour rappel, la fonction « a » est la suivante :



- Supprimer le coefficient « a » pour la réserve secondaire car la fourniture de réserve à la hausse et à la baisse sera complétement séparée (contractualisation et programmation dissymétriques) ;
- Conserver la réduction d'indemnité en cas de contractualisation par obligations ou par recours à un jour similaire.

Les nouvelles formules par type de réserve et par type de contractualisation sont présentées ci-dessous.

Ces évolutions ont été concertées avec l'ensemble des acteurs en GT SSY en fin d'année 2020 afin de répondre notamment à la demande des acteurs de supprimer l'indexation sur le PFC avec le passage en appel d'offres pour la réserve secondaire.

3.3.1 Cas de la contractualisation de la Réserve Primaire par appel d'offres :

Pour un Pas Demi-Horaire :

$$Indemnité_{RP} = a * IEPH_{RP} + (1 - a) * IEPB_{RP}$$

Avec :

$$IEPH_{RP} = \max(0 ; -\mathrm{BHFH} * \max(0.2 * \frac{p}{2}; \left|\frac{\mathrm{SPOT}}{2}\right|) - \mathrm{BHFH} * \frac{p}{2})$$

$$IEPB_{RP} = \max(0 ; -\mathrm{BHFB} * \max(0.2 * \frac{p}{2}; \left|\frac{\mathrm{SPOT}}{2}\right|) - \mathrm{BHFB} * \frac{p}{2})$$

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 10 MW au prix de 10€/MW/h. Le prix spot pour l'heure du pas demi-heure considéré est de 30€/MWh. Le PFC vaut 10€/MW/30 min.

Sur le pas demi-horaire considéré il ne programme que 5 MW de réserve primaire à la hausse et 5 MW de réserve primaire à la baisse. Ses bilans de réserve sont donc négatifs : BHFH = -5 MW et BHFB = -5 MW

On a:

IEPH = max (0; 5*max (0,2*10; 15) + 5*10) = 125 € = IEPB

IERH = IERB = 0

$IEPH_{RP}$= max (0 ; 5*max (0,2*5 ; 15) + 5*5) = 100€ = $IEPB_{RP}$

a= max (0,2 ; min (0,8 ; 0,8*30/50)) = 0,48

	Situation après la date H	**Situation après la date I**
Rémunération	Vi*pi/2 = 10* 10/2 = 50 €	Vi*pi/2 = 10* 10/2 = 50 €
Indemnités	a (IEPH + IERH) + (1-a) * (IEPB + IERB) = 0,48 * 125 + 0,52 * 125 = 125 €	$a * IEPH_{RP} + (1 - a) * IEPB_{RP}$ = 0,48 * 100 + 0,52 * 100 = 100 €
Total : Rémunération – Indemnités	50 – 125 = -75 €	50 – 100 = -50 €

3.3.2 Cas de la contractualisation de la Réserve Primaire par obligations :

Pour un Pas Demi-Horaire :

$$Indemnité_{RP,o} = a * [\, IEPH + IERH \,] + (1 - a) * [\, IEPB + IERB \,]$$

Voir exemple à l'article 11.2.3.3 du projet de règles.

3.3.3 Cas de la contractualisation de la Réserve Secondaire par appel d'offres :

Pour un Pas Demi-Horaire :

$$Indemnité_{RS} = IEPH_{RS} + IEPB_{RS}$$

Avec :

$$IEPH_{RS} = \max(0\,; -\mathrm{BHFH} * \max(0.2 * \tfrac{\mathrm{ph}}{2}; \left|\tfrac{\mathrm{SPOT}}{2}\right|) - \mathrm{BHFH} * \tfrac{\mathrm{ph}}{2})$$

$$IEPB_{RS} = \max(0\,; -\mathrm{BHFB} * \max(0.2 * \tfrac{\mathrm{pb}}{2}; \left|\tfrac{\mathrm{SPOT}}{2}\right|) - \mathrm{BHFB} * \tfrac{\mathrm{pb}}{2})$$

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 10 MW à la hausse au prix de 10€/MW/h et 10MW à la baisse au prix de 5€/MW/h. Le prix spot pour l'heure du pas demi-heure considéré est de 30€/MWh. Le PFC vaut 10€/MW/30 min.

Sur le pas demi-horaire considéré il ne programme que 5 MW de réserve secondaire à la hausse et 5 MW de réserve secondaire à la baisse. Ses bilans de réserve sont donc négatifs : BH= BHFH = -5 MW et BB= BHFB = -5 MW

On a:

IEPH = max (0; 5*max (0,2*10; 15) + 5*10) = 125 € = IEPB

IERH = IERB = 0

$IEPH_{RS}$= max (0; 5*max (0,2*5 ; 15) + 5*5) = 100 €

$IEPB_{RS}$= max (0; 5*max (0,2*2,5 ; 15) + 5*2,5) = 87,5 €

a= max (0,2 ; min (0,8 ; 0,8*30/50)) = 0,48

	Situation après la date H	**Situation après la date I**
Rémunération	Vh*ph/2 + Vb*pb/2 = 10* 10/2 + 10* 5/2 = 75 €	Vh*ph/2 + Vb*pb/2 = 10* 10/2 + 10* 5/2 = 75 €
Indemnités	a*(IEPH + IERH) + (1-a)*(IEPB + IERB) = 125 €	$IEPH_{RS} + IEPB_{RS}$ = 100 + 87,5 = 187,5 €
Total : Rémunération – Indemnités	75 – 125 = -50 €	75 – 187,5 = -112,5 €

3.3.4 Cas de la contractualisation de la Réserve Secondaire par recours à un jour similaire :

Pour un Pas Demi-Horaire :

$$Indemnité_{RS,js} = IEPH_{RS,js} + IERH_{RS,js} + IEPB_{RS,js} + IERB_{RS,js}$$

Avec :

$$IEPH_{RS,js} = \max(0 ; -\mathrm{BHFH} * \max(0.2 * \frac{ph_{js}}{2} ; \left|\frac{\mathrm{SPOT}}{2}\right|) - \mathrm{BHFH} * \frac{ph_{js}}{2})$$

$$IERH_{RS,js} = 1.2 * \frac{ph_{js}}{2} * \max(0 ; (\min(0, \mathrm{BHFH}) - \mathrm{BH}))$$

$$IEPB_{RS,js} = \max(0 ; -\mathrm{BHFB} * \max(0.2 * \frac{pb_{js}}{2} ; \left|\frac{\mathrm{SPOT}}{2}\right|) - \mathrm{BHFB} * \frac{pb_{js}}{2})$$

$$IERB_{RS,js} = 1.2 * \frac{pb_{js}}{2} * \max(0 ; (\min(0, \mathrm{BHFB}) - \mathrm{BB}))$$

ph_{js} 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

Exemple :

Considérons une situation de repli où un responsable de réserve doit respecter l'appel d'offres aFRR du jour similaire à hauteur de 15 MW à la hausse au prix de 10€/MW/h et 15MW à la baisse au prix de 5€/MW/h. Le prix spot pour l'heure du pas demi-heure considéré est de 30€/MWh. Le PFC vaut 10€/MW/30 min.

Sur le pas demi-horaire considéré il programme 6 MW de réserve secondaire à la hausse et à la baisse avec son EDR 1, et 7 MW de réserve secondaire à la hausse uniquement avec son EDR 2. Le responsable de réserve subit un fortuit sur son EDR 1 et est éligible à la réduction d'indemnité.

Ses bilans de réserve sont donc négatifs : BH=-8 ; BHFH = -2 MW ; BB=-15 et BHFB= -9 MW

On a:

IEPH = max (0; 2*max (0,2*10; 15) + 2*10) = 50 € ; IERH = 1,2*10*(min (0;-2) + 8)) = 72 €

IEPB = max (0; 9*max (0,2*10; 15) + 9*10) = 225 € ; IERB = 1,2*10*(min (0;-9) + 15)) = 72 €

$IEPH_{RS}$ = max (0 ; 2*max (0,2*5; 15) + 2*5) = 40 € ; $IERH_{RS}$ = 1,2*5*(min (0;-2) + 8)) = 36 €

$IEPB_{RS}$ = max (0 ; 9*max (0,2*2,5; 15) + 9*2,5) = 157,5 €

$IERB_{RS}$=1,2*2,5*(min (0;-9) + 15)) = 18 €

a= max (0,2 ; min (0,8 ; 0,8*30/50)) = 0,48

	Situation après la date H	Situation après la date I
Rémunération	Vh_{js}*ph_{js} /2 + Vb_{js}*pb_{js} /2 = 15* 10/2 + 15* 5/2 = 112,5 €	Vh_{js}*ph_{js} /2 + Vb_{js}*pb_{js} /2 = 15* 10/2 + 15* 5/2 = 112,5 €
Indemnités	a*(IEPH + IERH) + (1-a)*(IEPB + IERB)= 0,48 * (50 + 72) + 0,52 * (225 + 72) = 213 €	$IEPH_{RS,js} + IERH_{RS,js} + IEPB_{RS,js} + IERB_{RS,js}$ = 40 + 36 + 157,5 + 18 = 251,5 €
Total : Rémunération – Indemnités	112,5 – 213 = -100,5 €	75 – 125 = -139 €

3.4 Evolution envisagée dans une version ultérieure des règles

RTE va travailler à la refonte du contrôle du réalisé (critères de défaillance et formules d'abattements/ pénalités) en concertation avec les acteurs en vue d'une version ultérieure des règles services système. Cette réflexion a déjà commencé lors des derniers GT SSYf de 2020.

4 TRAME DE CERTIFICATION A LA RESERVE PRIMAIRE POUR UNE EDR DE TYPE AGREGAT OU UNITE DE STOCKAGE

Des évolutions ont été apportées à la trame type de certification de l'aptitude au réglage primaire de fréquence « Agrégats » ou « Stockage Seul » constituant l'annexe 15 des règles SSY.

L'évolution principale apportée concerne l'exigence de figeage de la puissance de consigne. Il est actuellement indiqué qu'en « Etat d'Alerte ou en Etat d'Urgence, la modification de la puissance de consigne doit être figée si cette modification va à l'encontre des besoins du système électrique (par exemple, il est interdit de modifier la puissance de consigne à la baisse vers le soutirage si la fréquence est en dessous 50 Hz) ».

RTE souhaite rajouter que « dans le cas de l'occurrence d'un Etat d'Urgence, le figeage de la puissance de consigne doit rester actif tant que l'écart de fréquence n'est pas revenu dans la plage +/- 50 mHz. » afin d'éviter que la puissance de consigne contribue à aggraver l'état du système. Ce critère de sortie d'état d'urgence n'était pas spécifié, il a été précisé que « La sortie de l'Etat d'Urgence, c'est à dire le retour à l'Etat Normal, a lieu dès que la valeur absolue de l'écart de fréquence est inférieure à 50 mHz. »

De plus, RTE a modifié, dans les définitions des règles et dans la trame de certification, le critère de sortie d'état d'alerte en précisant comme suivant :

« La sortie de l'Etat d'Alerte, c'est à dire le retour à l'Etat Normal, a lieu dès que la valeur absolue de l'écart de fréquence est inférieure à 50 mHz si la valeur absolue de l'écart de fréquence était supérieure à 50mHz depuis plus de 15 min, ou dès que la valeur absolue de l'écart de fréquence est inférieure à 100 mHz si la valeur absolue de l'écart de fréquence était supérieure à 100 mHz depuis plus de 5 min. »

On considère ainsi qu'il y a sortie de l'état d'alerte dès lors que les critères pour le passage en état d'alerte ne sont plus remplis.

Le paragraphe 7 a été complété afin de préciser la limite potentielle associée aux rampes maximales de variations de puissance sur le RPD : « En particulier, les rampes maximales de variation de puissance active imposées par Gestionnaire de Réseau de Distribution, ne doivent pas impacter les variations de puissance exigées pour le réglage primaire de Fréquence (par exemple une rampe maximale de 8 MW/min impose une réserve primaire maximale de 4 MW). »

Les autres modifications apportées sont les suivantes :

- Ajout de la demande du code de décompte des sites constituants l'entité de réserve ;
- Précisions sur le respect de la puissance maximale sur toute la plage de SOC: RTE souhaite s'assurer que la réserve primaire est bien maintenue sur toute la plage de SOC en ajoutant :
    - L'écriture explicite que la réserve primaire (ou Pmax) doit être maintenue sur toute la plage du SOC (tolérance à 95 % dans les fiches essais) : le tableau de définition des niveaux de stock au 5.1 a été complété afin de préciser que les SoC_{sup} et SoC_{inf} doivent garantir la disponibilité du maintien 15 min de la réserve primaire en puissance et en énergie
    - La demande dans la fiche 1 d'une « Description des contraintes pouvant impacter la puissance active de la batterie et ne permettant pas de garantir le maintien de Pmax inj et/ou Pmax sout. Par exemple celles liées au SOC, à la température, la polarisation des cellules …. . Le cas échéant transmission d'un abaque Pmax inj / Pmax sout en fonction de la contrainte : SOC, de la température … »
    - Dans la fiche d'essai n°2 dans la partie résultats il a été précisé que si « Si ΔP ne peut être maintenu pendant toute la durée de l'essai, une analyse de l'origine des variations de puissance sera transmise et devra permettre de justifier le maintien pendant la durée t_3 sur toute la plage de SOC »
- Demande supplémentaire sur la charge utile : RTE souhaite ajouter une demande de référence d'essais (constructeur ou fournisseur) démontrant la charge utile dans la fiche 1 (à fournir en annexe) : une ligne a été ajoutée aux informations demandées dans la fiche 1 : « Justification E_{utile} par un compte rendu d'essai (ex : « Actual energy capacity test » de la norme IEC 62933-2-1) »
- Clarification de la fiche simulation : retrait de la « Réponse théorique attendue (K.Df) » puisqu'elle n'est pas explicitement demandée dans la trame csv. On demande Pc et P (avec P= Pc + Kdelta).

L'adresse internet pour accéder à la chronique de fréquence au pas 10s a été mise à jour.

5 TRAME TYPE DE FICHE DE CERTIFICATION A L'APTITUDE A FOURNIR LE REGLAGE SECONDAIRE DE FREQUENCE EN 300S (ANNEXE 16)

Une précision a été apportée à la trame de certification à l'aptitude à fournir le réglage secondaire de fréquence en 300s qui constitue l'annexe 16 des règles SSY. Il est précisé que dans le cas d'une certification dissymétrique, si le responsable de réserve prévoit de programmer l'EDR en dissymétrique, c'est-à-dire avec une valeur de réserve à la hausse et une valeur de réserve à la baisse non nulles et différentes, les essais doivent être réalisés avec un niveau variant de -1 à +1 en prenant en compte le cas le plus contraignant de programmation prévu en exploitation.

Par exemple :

- Cas 1 : Certification d'une EDR pour une réserve de 20 MW à la hausse seulement et 40 MW à la baisse seulement. Le responsable de réserve prévoit de programmer RSh = 20 MW RSb= 0 MW ou RSh= 0 MW et RSb= 40MW mais pas en simultané RSh=20 MW et RSb=40MW. Dans ce cas les essais 5 à 8 sont réalisés séparément avec un niveau variant de 0 à +1 ou de -1 à 0.
- Cas 2 : Certification d'une EDR pour une réserve de 20 MW à la hausse et 40 MW à la baisse. Le responsable de réserve prévoit de programmer RSh=20MW et RSb= 40 MW. Dans ce cas un essai doit être réalisé avec un niveau variant de -1 à 1 avec une réserve à la hausse de 20 MW et une réserve à la baisse de 40 MW.

De plus, RTE propose d'ajouter dans les conditions particulières des essais réels que :

- Hors le cas des CCG pour lesquels le détarage l'empêche, l'acteur est autorisé à ne pas réaliser les essais à partir de Pmin (essais [3-4] et [7-8]) si les essais à partir de Pmax (essais [1-2] et [5-6]) sont concluants et qu'il fournit une attention garantissant que le comportement de l'EDR est similaire à celui des essais à Pmax ;
- Si les essais [5-6] et [7-8] sont réalisés pour une réserve pr_{essai} ils permettent, sous condition de fourniture d'un attestation garantissant que le comportement de l'EDR est similaire dans ce cas par l'acteur, de valider les essais [1-2] et [3-4] pour une réserve $pr_{essai}/2$.

6 EVOLUTION DE LA STRUCTURE DES REGLES

6.1 Harmonisation de la structure des conditions générales entre les règles des différents mécanismes de marché

RTE a engagé un projet d'harmonisation structurelle des différentes règles de marché (MA-RE, NEBEF, RR RC et SSY) afin de faciliter leur lisibilité pour les acteurs. Celui-ci doit se réaliser sur la durée, au fil des prochaines évolutions de chaque jeu de règles, pour finalement aboutir à une meilleure unité structurelle. L'objectif est de faciliter le parcours des utilisateurs, en évitant une divergence des structures des différents jeux de règles. C'est également un prérequis nécessaire à une éventuelle simplification des règles.

RTE propose dans un premier temps de réagencer, dans ce projet de règles, les paragraphes des conditions générales, afin de correspondre à une trame commune. Quelques évolutions de forme ont également été apportées afin de gagner en cohérence entre les différents jeux de règles, notamment avec les règles MA-RE et les règles RR RC.

La trame modèle pour les conditions générales des différents jeux de règles est la suivante :

1 Préambule

1.1. Objet et périmètre des règles

1.2. Cadre juridique

2 Définitions

3 Dispositions générales

3.1. Modalités de révision des Règles

3.2. Modalités de Participation

3.3. Modalités de cession et transfert de l'Accord de Participation

3.4. Modalités de suspension de l'Accord de Participation

3.5. Modalités de résiliation de l'Accord de Participation

3.6. Conditions générales d'exécution

Cette nouvelle structure des conditions générales va être intégrée dans les règles SSY V7 et les règles MA-RE V10. Dans un second temps elle sera appliquée aux prochains jeux de règles RR RC et NEBEF.

Des articles non existants actuellement dans les règles SSY ont été ajoutés :

- Article 1.2 : Cadre juridique
- Article 3.5.7 : Imprévision
- Article 3.5.12 : Territorialité des règles
- Article 3.5.13 : Données personnelles

L'article actuel 3.7 Facturation et paiement des conditions générales a été déplacé à la fin des règles afin d'en faire un article à part entière (nouvel article 16).

6.2 Restructuration de certains articles

Afin de faciliter leur lisibilité et de gagner en cohérence dans l'enchainement des différents articles des règles SSY, RTE propose de restructurer le corps des règles :

- Déplacer l'Article 10 Sécurisation financière à la fin des règles avant la facturation et y inclure l'article 14.4.6 Sécurisation financière concernant l'énergie de réglage ;
- Disloquer l'Article 16 sur les Modalités et processus d'échanges de données en :
    - Déplaçant l'article 16.1 Modalités et processus d'échange de données entre les GRD et RTE, 16.2 Modalités d'échanges opérationnels entre les GRD et les Responsables de Réserve et l'article 16.6 Règles d'arrondis vers l'Article 3 des dispositions générales en cohérence avec la trame harmonisée avec les règles MA-RE ;

  - Intégrant l'article 16.3 Modalités et processus relatifs à la détermination de l'énergie de réglage à l'Article 14 Traitement de l'énergie de réglage ;
  - Intégrant l'article 16.4 Modalités relatives à la rémunération de l'Obligation ou aux Engagements de Réserve, aux indemnités et aux énergies de réglage et 16.5 Modalités relatives au contrôle des performances à l'Article 16 Facturation.

- Mettre l'Article 13 Rémunération de capacités de réglage avant l'Article 12 Contrôle sur les éléments déclaratifs pour gagner en lisibilité sur l'enchaînement des différents articles ;
- Déplacer l'Article 11 Dépôt et activation des offres aFRR juste avant l'Article 14 Traitement de l'énergie de Réglage afin de distinguer la partie contractualisation des réserves de la partie activation.

7 AUTRES EVOLUTIONS

7.1 Propositions en lien avec le processus de dépôts des offres d'énergie d'aFRR

RTE propose des évolutions en lien avec le processus de soumission des offres d'énergie d'aFRR.

A l'article 12.1.2.1 du projet de règles, sur la transmission des offres, RTE propose que dans le cas de la création d'une EDR, les offres associées ne puissent pas être soumises avant 7 jours après la date de certification effective de l'EDR. Ce point permet de gérer le risque potentiel d'un site participant dans deux EDR différentes, dans le cas d'un transfert de site d'une EDR à l'autre. De plus, ce délai permet d'assurer la transmission et la diffusion des données des EDR dans le SI RTE ainsi que d'avoir l'assurance que le SCADA gérant l'activation de la réserve secondaire a bien toutes les données précises et complètes.

RTE propose également une évolution de l'article 12.1.2.5. En cas de problèmes SI survenant après la fermeture d'un guichet d'aFRR, RTE se réserve le droit de fermer a posteriori le guichet et de rendre non prises en compte les offres acceptées précédemment. Cette situation peut se produire dans le cas où RTE identifie un risque de désynchronisation entre les offres nouvellement soumises et le SCADA de RTE, résultant d'un problème de traitement dans la chaine SI aval à l'application de soumission des offres. RTE n'assurera pas de compensation en cas de non prise en compte des offres soumises et non prises en compte dans ce cas. Les responsables de réserves seront informés via la mise à jour du statut des offres.

7.2 Obligation d'être en capacité de faire des NER

RTE propose de faire évoluer l'article 8.1 sur le principe des échanges de réserves, en introduisant qu'un responsable de réserve doit être en capacité de pouvoir faire des NER en J-1 ou infra journalier dans le cas où son périmètre de réserve comporte plus de 10 MW de capacités certifiées marché en réserve primaire ou secondaire, et pour une durée minimale de 24h pour 10MW. Cela implique d'avoir une garantie bancaire suffisante pour assurer la limite journalière d'échanges adéquate.

En cas de dysfonctionnement ou de fortuit d'une EDR pour la fourniture de réserve primaire ou secondaire, le responsable de réserve doit informer RTE du non fonctionnement de son EDR. Dans le cas où le problème n'est pas résolu dans l'heure, le responsable de réserve doit s'assurer que les programmes associés sont bien redéclarés à RTE. Aucune indemnité ne sera associée dans le délai de neutralisation. Une fois le délai de neutralisation terminé, RTE attend le nouveau programme et souhaite que les engagements des responsables de réserves soient honorés par redéclaration de programmes dans le portefeuille ou par échanges de NER. En mettant cette nouvelle condition, RTE souhaite ainsi s'assurer que les responsables des réserves pourront continuer à assurer leurs engagements de façon à ce que RTE ne compense pas, pour les responsables défaillants, les réserves en défaut. Ces mesures devraient permettre de faire baisser les coûts de reconstitution pour cause SSY.

7.3 Prérequis de respect des exigences de raccordement pour participer au marché

RTE souhaite préciser à l'article 4.2.3 des règles SSY que l'accès au marché de réserve primaire ou de réserve secondaire d'une entité de réserve est conditionné au respect des exigences de raccordement sur le réseau public de transport ou de distribution pour l'ensemble des sites qui la composent.

Afin de participer aux mécanismes de marché et donc livrer les énergies d'équilibrage physiquement sur le réseau, RTE souhaite s'assurer que les installations sont bien conformes et raccordées physiquement. La certification d'une entité de réserve peut être demandée avant la validation de ces critères mais l'accès au marché est conditionné par le respect, pour tous les sites constituant l'entité de réserve, des critères suivants:

- Pour les Sites raccordés sur le RPT directement : la signature de la convention d'exploitation définitive ;
- Pour les Sites raccordés sur le RPT indirectement : la signature de la convention d'exploitation définitive ou le cas échéant, l'obtention de la « Notification opérationnelle finale » ;
- Pour les Sites raccordés sur le RPD : la mise en service.

7.4 Evolution de la définition d'EDR diffuse

RTE propose de modifier la définition d'entité de réserve diffuse, introduite dans le précédent jeu de règles, suite aux retours des acteurs, afin d'élargir le champ d'application de cette définition. La définition actuelle est la suivante :

Entité de Réserve Diffuse : « Entité de Réserve composée exclusivement de Sites de Soutirage dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 250 kW. Une Entité de Réserve Diffuse est une Entité de Réserve de type Soutirage au sens des règles Services Système. »

En accord avec certains acteurs concernés du GT, RTE propose la définition amendée suivante :

Entité de Réserve Diffuse : « Entité de Réserve composée exclusivement de Sites de Soutirage dont la capacité maximum de réglage en Réserve Primaire ou Réserve Secondaire, à la Hausse et à la Baisse, est inférieure ou égale à 250 kW. Une Entité de Réserve Diffuse est une Entité de Réserve de type Soutirage au sens des règles Services Système. »

La notion d'entité de réserve diffuse impacte les articles 17.9 et 17.10 des règles, sur les conditions de recours à une mesure de fréquence centralisée et sur l'évolution de la composition d'une entité de réserve. Cette modification permettra à des sites dont la puissance souscrite est supérieure à 250 kVA mais sur lequel l'usage piloté est de faible puissance, de pouvoir entrer dans une entité de réserve diffuse.

7.5 Précision sur l'obligation de soumettre des offres

Les acteurs ayant des capacités constructives sont tenus de remettre des offres sur l'appel d'offres pour la réserve primaire et/ou l'appel d'offres pour la réserve secondaire au moins à hauteur de leur capacité constructive, à l'exception du cas où leurs capacités constructives dépassent le besoin de RTE. Le cas échéant, ils doivent soumettre au moins à hauteur du besoin de RTE. L'offre minimum et la granularité des offres étant pour les deux appels d'offres de 1 MW, RTE propose de préciser que les offres doivent être déposées au MW près. Ainsi un acteur dont l'installation a une valeur de capacité constructive inférieure à 1 MW n'est pas tenu de déposer une offre.

Dans les cas des agrégats ou plusieurs installations de moins de 1MW sont concernées, mais que la somme des capacités constructives est supérieure à 1MW pour l'EDR, l'acteur devra soumettre ce volume sur le marché.

7.6 Précision sur la tenue d'un niveau N symétrique en cas de programmation dissymétrique

RTE souhaite ajouter au paragraphe 5.2 Critères d'aptitude, un critère supplémentaire concernant le réglage secondaire de fréquence, afin d'assurer le maintien du réglage en cas de passage à une situation de repli pour l'activation de la réserve secondaire, avec le passage d'une activation par un niveau différencié par EDR à une activation par un niveau commun au prorata. Dans ce cas les entités de réserve dont la réserve est programmée en dissymétrique doivent être en capacité de fournir le réglage secondaire.

RTE propose donc d'ajouter la condition suivante :

- « La fourniture de Réserve Secondaire par une Entité de Réserve dont la Réserve Secondaire est programmée de façon dissymétrique doit être assurée même lorsque que l'activation est faite par un niveau N symétrique.»

7.7 Ajout d'un délai pour la réalisation d'essai contradictoire

RTE propose d'ajout un délai maximum pour réaliser un essai contradictoire dans le cas où une alerte pour non-respect d'un des critères de contrôle de performance de la FCR est notifiée à un responsable de réserve.

RTE propose ainsi d'ajouter, à l'article 14.2.2.4 du projet de règles : « En cas d'alerte, des essais spécifiques sont réalisés **rapidement et sous 6 mois** pour confirmer ou non l'existence de l'écart ». Dans le cas où l'essai confirme l'écart, la date de début d'écart est bien la date à laquelle l'écart commence et non la date de l'essai.

7.8 Précision sur la correction des périmètres

Afin d'assurer le processus de correction des périmètres, RTE souhaite préciser à l'article 13.2 du projet de règles sur les modalités d'insensibilisation des responsables d'équilibre qu'un site au sens des règles services système rentrant dans la composition d'une entité de réserve ne peut avoir qu'un unique responsable d'équilibre.

7.9 Mandat pour les échanges de données

RTE propose l'ajout de l'article 3.5.2 Mandat pour les échanges de données afin de permettre aux GRD de confier à un GRD mandataire la mise en œuvre de l'envoi à RTE des données relatives aux périmètres de réserve prévu au titre des règles SSY. Une annexe a été ajoutée (annexe 17) sur le modèle de l'annexe correspondante dans les règles MA-RE, pour permettre la déclaration du mandat. RTE rappelle que la liste précise des données ainsi que les modalités d'échanges entre les GRD et RTE sont décrits dans les règles SI SSY.

7.10 Evolution de la contractualisation de la réserve primaire : passage à un appel d'offres journalier pour des produits 4 heures

L'article 6.3 relatif à la contractualisation de la réserve primaire par appel d'offres transfrontalier a été modifié afin de supprimer les paragraphes référant à l'appel d'offre en J-2 pour des produits journaliers, devenus obsolètes depuis le passage à un appel d'offres en J-1 pour des produits 4 heures depuis le 1er Juillet 2020.

7.11 Modification de définitions

Certaines définitions des règles ont été amendées, essentiellement sur la forme.

La définition de « Groupe de Production » actuellement présente dans les règles services système renvoie à un décret qui n'est plus en vigueur. RTE propose de faire évoluer la définition en ne gardant que la première partie de la définition et en l'alignant sur la définition présente dans les règles MA-RE.

Les définitions de « Réseau Public de Distribution » et de « Réseau Public de Transport » ont été simplifiées et la référence règlementaire dans la définition de site a été mise à jour.

D'autres définitions ont été ajoutées : bloc RFP, site internet de RTE, RACOON, règlement électricité, plateforme ENTSO-E Transparency.

7.12 Correction sur l'unité du S

Une correction de la formule de calcul de l'indemnité associée au surcoût services systèmes décrite à l'article 12.3.2 des règles a été apportée.

La formulation actuelle est la suivante :

« Quand le volume V pour un Pas Demi-Horaire, pour un Type de Réserve et pour un Sens de Réserve est strictement positif, le Responsable de Réserve verse une Indemnité à RTE. Le montant de l'Indemnité pour un Pas Demi-Horaire et pour un Type de Réserve est :

- -V*a*S pour la réserve à la hausse
- -V*(1-a)*S pour la réserve à la baisse

Où :

- a est le ratio d'indemnité hausse/baisse
- S est l'Indemnité associée au surcoût services système en €/MW

Trois corrections sont à apporter :

- Le retrait du signe négatif, le V étant positif et le montant de l'indemnité devant être positif le signe négatif est à retirer ;
- La correction de l'unité du S qui n'est pas en €/MW mais en €/hMW ;
- L'ajout d'une division par 2 du S car tel que décrit à l'article 12.3.3 le S est en €/hMW or l'indemnité est calculée par pas demi-horaire il est donc nécessaire de ramener le S au pas de demi-horaire.

Ces corrections sont sans impacts car il s'agit seulement d'erreurs de rédaction dans le présent jeu de règles, les calculs effectués par le SI de RTE et la valeur du S publiée sur le site RTE sont bien corrects et dans la bonne unité.

7.13 Mise en place de la signature électronique

RTE fait évoluer ses processus de signature afin de permettre la signature de l'accord de participation aux règles services système via signature électronique. L'article 3.2 Modalités de participation a été enrichi de la mention suivante : « L'Accord de Participation fait l'objet d'une signature électronique

simple en conformité avec le règlement eIDAS 910/2014 du 23 juillet 2014 sur l'identification électronique et les services de confiance pour les transactions électroniques au sein du marché intérieur.»

7.14 Correction des critères pour la garantie bancaire

RTE a fait évoluer, dans la version précédente des règles, les critères de notation attendus pour la garantie bancaire qui peut être déposée par l'acteur dans le cadre des règles services système fréquence, décrite à l'article 15.1. Les critères de notation de la garantie bancaire de l'article 15.5.2.3.1, relative au mécanisme de sécurisation financière pour l'énergie de réglage des sites de soutirage en modèle régulé optionnel n'ont quant à eux pas évolués. RTE propose, par soucis de cohérence, d'harmoniser les critères notations sur les deux garanties bancaire en faisant évoluer l'article 15.5.2.3.1 afin de demander une notation minimum de [BBB+] « perspective stable » (notation Standard & Poor's ou Fitch ratings) ou de [Baa1] (notation Moody's).

7.15 Modification de la durée de l'obligation de confidentialité

Dans un soucis de cohérence avec les règles MA-RE, RTE propose de faire passer la durée de l'obligation de confidentialité après l'expiration ou la résiliation de l'accord de participation de 5 ans à 3 ans.

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

Article	Evolution	Date	Commentaires
Mise en œuvre à une date différente du 1er septembre 2020			
4.2.3, 17.5 et 17.8	EDR multi-EDP et agrégation injection/soutirage	Date G	Estimée au T4 2021
6, 10, 11	Date de passage de la contractualisation de la Réserve Secondaire par appel d'offre	Date H	Estimée à Octobre 2021
11	Date d'évolution des formules d'indemnités (retrait du PFC)	Date I	Estimée au T1 2022