Document d’accompagnement à la consultation du projet d’évolution de l’accord opérationnel de bloc RFP RTE

Date 08/02/2021

SOMMAIRE

1 Exposé des motifs 3

2 Evolution du dimensionnement de la Réserve secondaire 5

2.1 Contexte et rappel sur l'accord de bloc existant : 5

2.2 Présentation de la méthode préconisée au niveau Européen 6

2.2.1 Caractéristiques de la méthode 6

2.2.2 Condition de déclinaison de la méthode 6

2.2.3 Application brute de la méthode 6

2.2.4 Choix des différents paramètres de déclinaison de la méthode 8

2.3 Méthode d'évaluation des scénarios 8

2.3.1 Présentation des résultats selon 2 axes : 9

2.3.2 Conclusions : Sélection du profil de dimensionnement d'aFRR 10

2.3.3 Prise en compte du surbouclage au programme de marche. 12

2.4 Conclusions et synthèse des paramètres 13

3 Autres évolutions de l'accord de bloc 14

4 ANNEXE 1 15

1 EXPOSE DES MOTIFS

Le Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission établissant une ligne directrice sur la gestion du transport de l'électricité (ci-après « Règlement SOGL ou SOGL ») a été publié au journal officiel de l'Union Européenne le 25 Août 2017 et est entré en vigueur le 14 Septembre 2017. Le Règlement SOGL définit les principes et les exigences pour la sureté et l'exploitation du réseau de transport d'électricité, ainsi que les règles pour déterminer la structure du réglage fréquence-puissance de chaque zone synchrone conformément à l'Article 139.

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.

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 les règles services système entrées 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 V7 en cours de consultation depuis le 3 février 2021.

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 standard 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.

La méthode actuelle de dimensionnement de la réserve secondaire n'étant pas adaptée au processus de contractualisation par appel d'offres en J-1, elle doit évoluer avant cette date.

Un appel à contribution a été lancé en Juin 2019. Il portait sur l'ensemble des évolutions à venir pour la réserve secondaire incluant le changement de la méthode de dimensionnement.

La nouvelle méthode de dimensionnement proposée par RTE a été présentée et les paramètres affinés lors de la concertation en GT SSYf et avec les services de la CRE, au cours de l'année 2020.

Ce document est un support à la proposition d'évolution de l'accord de bloc RTE existant pour la partie dimensionnement de la réserve secondaire.

2 EVOLUTION DU DIMENSIONNEMENT DE LA RESERVE SECONDAIRE

2.1 Contexte et rappel sur l'accord de bloc existant :

L'accord de bloc existant est disponible sur le site RTE :

https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/reglementaire-equilibrage/180914_Accord_de_bloc_RFP_France.pdf

L'annexe I de l'accord de bloc décrit les règles de dimensionnement des capacités de réserve secondaire.

RTE propose de faire évoluer cette annexe I, qui est citée sous l'Article 5, « Règles de dimensionnement de la FRR et de la RR conformément au paragraphe 1 de l'article 157 et au paragraphe 2 de l'article 160 du Règlement SO GL ».

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

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,

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

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 et au paragraphe 2.4 du présent rapport d'accompagnement.

L'évolution de la méthode de dimensionnement nécessite une modification de l'article 6.1 des règles services système. Dans sa proposition de règles SSYv7, RTE propose de supprimer les critères présents actuellement à l'article 6.1 des règles qui ne seront plus pertinents avec l'introduction de la nouvelle méthode de dimensionnement.

Les paragraphes suivants présentent la méthode et les choix retenus par RTE pour les paramètres conduisant au dimensionnement de la réserve secondaire.

2.2 Présentation de la méthode préconisée au niveau Européen

2.2.1 Caractéristiques de la méthode

RTE a étudié la déclinaison d'une méthode de dimensionnement préconisée par la Policy LFCR du SAFA RGCE.

La méthode est statistique et se base sur l'écart de réglage en boucle ouverte historique observé au sein du bloc France. L'écart de réglage en boucle ouverte correspond au déséquilibre résiduel France avant activation d'aFRR (besoin d'aFRR).

Le profil de dimensionnement d'aFRR doit être évalué a minima tous les 6 mois.

La prescription peut être dissymétrique à la hausse et à la baisse.

La méthode de dimensionnement vise à couvrir 99% des variations du besoin d'aFRR (au pas minute) par rapport à sa moyenne 30 minutes, tant que l'on conserve le pas de programmation à 30 minutes. Le jour où ce pas évoluera, la moyenne sera adaptée en conséquence sur cette nouvelle durée.

2.2.2 Condition de déclinaison de la méthode

Le système français présente des particularités auxquelles il faut adapter la méthode : le pas de programmation et le pas de règlement des écarts ainsi que des contraintes de paliers de fonctionnement supérieurs ou égaux à 30 minutes sur de nombreux moyens participant au mécanisme d'ajustement.

La méthode ne doit pas dégrader les performances de qualité de réglage RTE.

RTE souhaite le maintien de la valeur plancher à 500 MW, pour avoir a minima toujours suffisamment d'aFRR pour couvrir le besoin de sûreté système.

2.2.3 Application brute de la méthode

Le calcul et l'analyse statistique de l'ACE open loop (i.e. de l'écart de réglage en boucle ouverte historique) sont réalisés selon ces critères :

Au pas 5 s → $ACE_{ol} = ACE - aFRR_{activée} \equiv ACE\ en\ abscence\ d'aFRR$

Une valeur par minute → $\Delta_{30} = Moy_{1min}\ (ACE_{ol}) - Moy_{30min}\ (ACE_{ol})$

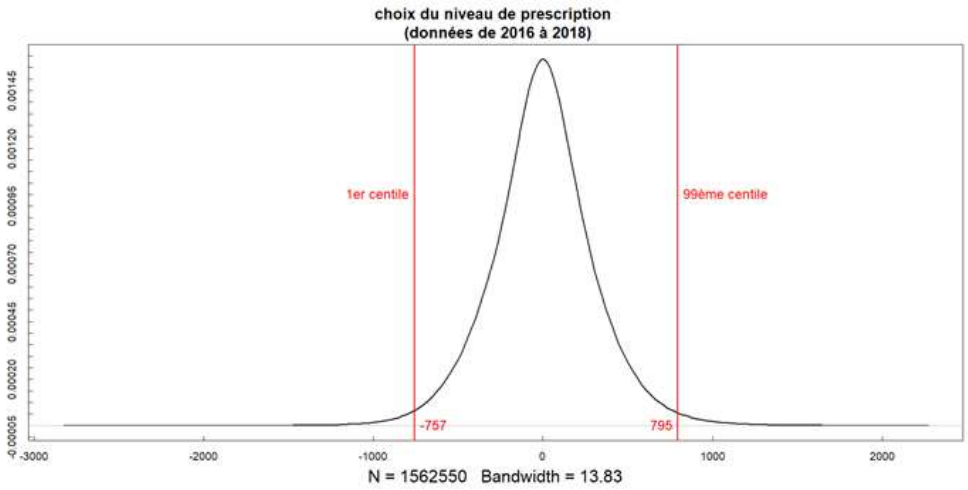
La moyenne 1 minute est utilisée pour compenser la volatilité de l' ACE_{ol}

Les Δ_{30} pour chaque minute de la période observée correspondent au besoin d'aFRR.

Les centiles 1er et 99ème définissent le besoin de dimensionnement en aFRR respectant un risque 1% de non-couverture des besoins d'aFRR.

Un « Scénario de base » est défini en application de la méthode en bande sur toute la journée toute l'année :

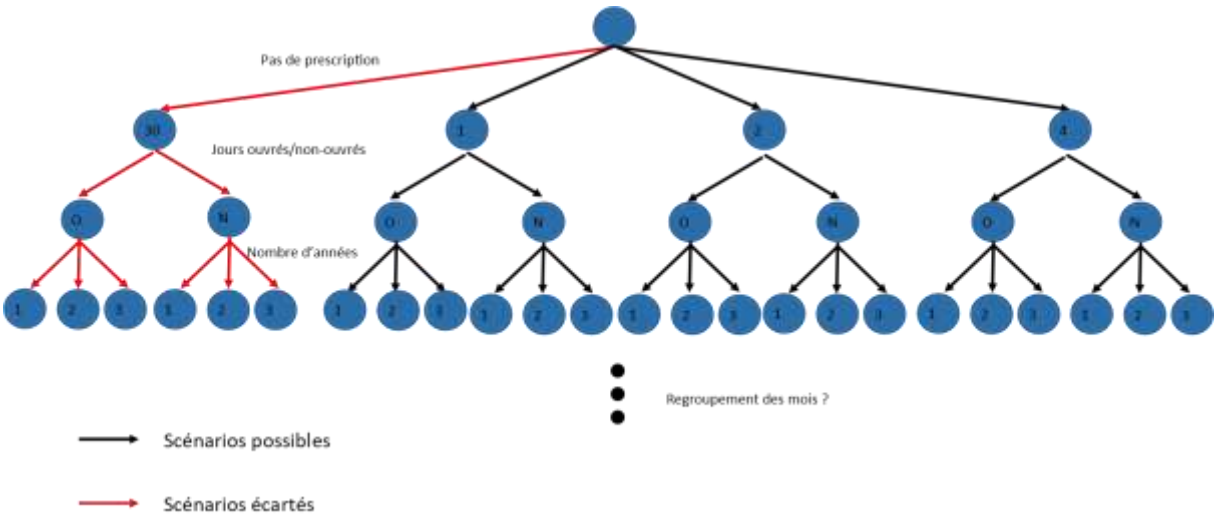
- 757 MW à la Hausse
- -795 MW à la Baisse



2.2.4 Choix des différents paramètres de déclinaison de la méthode



Les différentes combinaisons permettent une multitude de scénarios. Une cinquantaine de scénarios de déclinaison possibles ont été évalués.



Les scénarios avec des profils journaliers à un pas 30 min ont été écartés : ils génèrent une trop grande volatilité du volume requis d'un pas à l'autre, qui est difficile à suivre en pratique pour les acteurs, au vu du REX et des retours des acteurs sur le mécanisme actuel.

2.3 Méthode d'évaluation des scénarios

L'évaluation des 50 scénarios de déclinaison possibles s'est basée sur 3 critères : statiques, dynamiques et économiques.

L'évaluation statique et dynamique est réalisée à partir des données d'ACE de 2019 et l'évaluation économique se base sur les prix de la période d'août 2016 à juillet 2017

Critères Statiques	Critères Dynamiques	Critères Économiques
• Prescription moyenne en MW sur l'année • Proportion de saturations de la réserve pendant plus de 15 min • Proportion de saturations critiques (supérieures à 750 MW)	Modélisation et simulation du réglage secondaire à partir des données de l'ACE_{ol} : • Evaluation des exigences SOGL* (Level 1 et 2)	Etude économique d'un passage en AO aFRR au prix marginal conduite sur: • Perte d'opportunité des producteurs • Coût de contractualisation (TURPE)

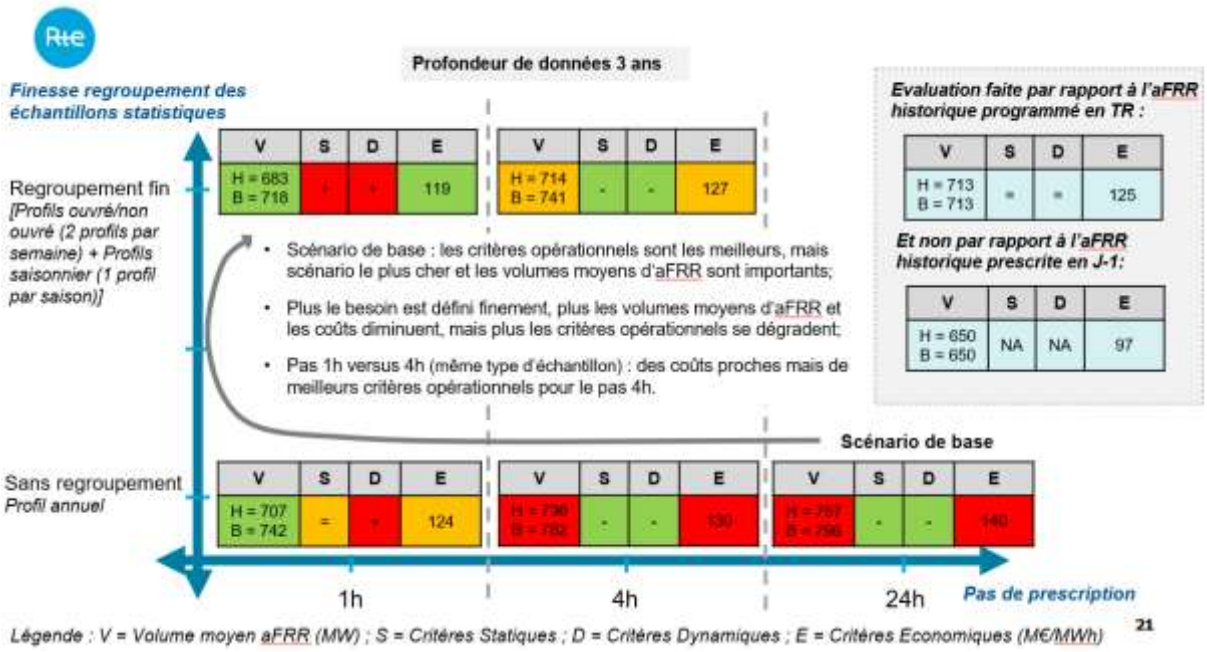
L'objectif pour RTE est de conserver uniquement le scénario le plus économique parmi ceux qui sont plus performants que le scénario actuel 2019.

Le Règlement SOGL, en vigueur depuis septembre 2017, a introduit des critères de performances sur la qualité du réglage des pays.

La valeur absolue de l'écart de réglage (ACE) pour RTE en moyenne 15 minutes doit être :

- Level 1 : 70 % du temps inférieure à 225 MW (en 2019)
- Level 2 : 95 % du temps inférieure à 426 MW (en 2019)

2.3.1 Présentation des résultats selon 2 axes :



Les résultats ont été analysés avec et sans regroupement (annuel ou à une maille plus fine), en étant comparés à l'historique selon les 3 critères

2.3.2 Conclusions : Sélection du profil de dimensionnement d'aFRR

2.3.2.1 Critères de choix pour la sélection du profil de dimensionnement d'aFRR :

Les critères de choix ont été sélectionnés en essayant de viser :

- Un scénario plus performant sur les critères opérationnels statiques et dynamiques
- Un scénario qui soit moins cher que l'historique programmé en temps réel

Le tableau présenté en Annexe 1 du présent document indique les résultats en comparant les scénarios de regroupement au pas 2h et 4h.

Pour le scénario 2h : le critère level 1 ressort moins bon que le programmé historique.

Par contre, un scénario 2h est très bon a priori sur le critère level 2 et sur le coût pour RTE : c'est le moins cher de tous les scénarios.

2.3.2.2 Comparaisons des données 2018 et 2019 :

RTE a également regardé comment évoluait le dimensionnement moyen d'une année sur l'autre (avec 1 an de profondeur de données)

Les résultats sont présentés ci-dessous :

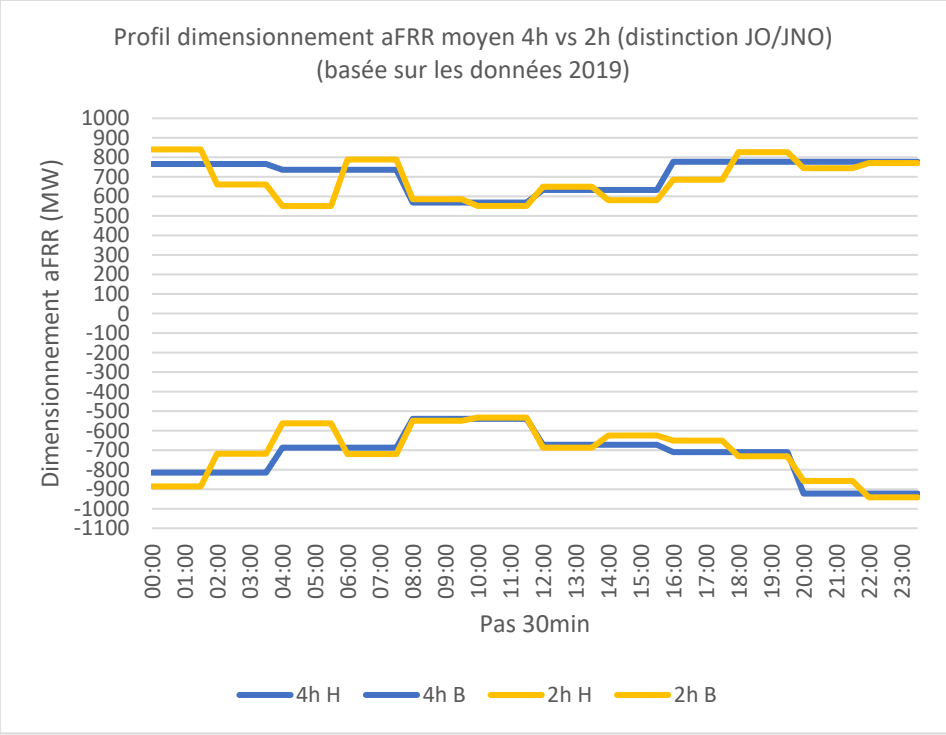
	SOGL Level 1	SOGL Level 2
2018	11,69 % (<30%)	4,05% (<5%)
2019	11,00 % (<30%)	3,60% (<5%)

Année de référence	Pas	Distinction jours_ouvrés	Profondeur des données	Regroupement des mois	Moyenne aFRR Hausse (MW)	Moyenne aFRR Baisse (MW)
2018	2 h	avec	1 an	1/trimestre	690	-709
2018	4 h	sans	1 an	1/semestre	716	-725
2019	2 h	avec	1 an	1/trimestre	686	-704
2019	4 h	sans	1 an	1/semestre	709	-724

Les volumes évoluent peu d'une année sur l'autre.

2.3.2.3 Illustration

Le profil de dimensionnement basé sur l'année 2019 ressort en moyenne selon ce graphique.



Pas (base année 2018)	Saturation aFRR 15' (%)	SOGL level_1 (%)	SOGL level_2 (%)	Moyenne_aFRR Hausse (MW)	Moyenne_aFRR Baisse (MW)
2 h	12,56	10,41	3,12	690	-709
4 h	11,46	9,78	3,27	716	-725
Historique programmé	12,09	10,00	3,45	713	-713
Historique contractualisé	14,36	11,41	4,31	650	-650

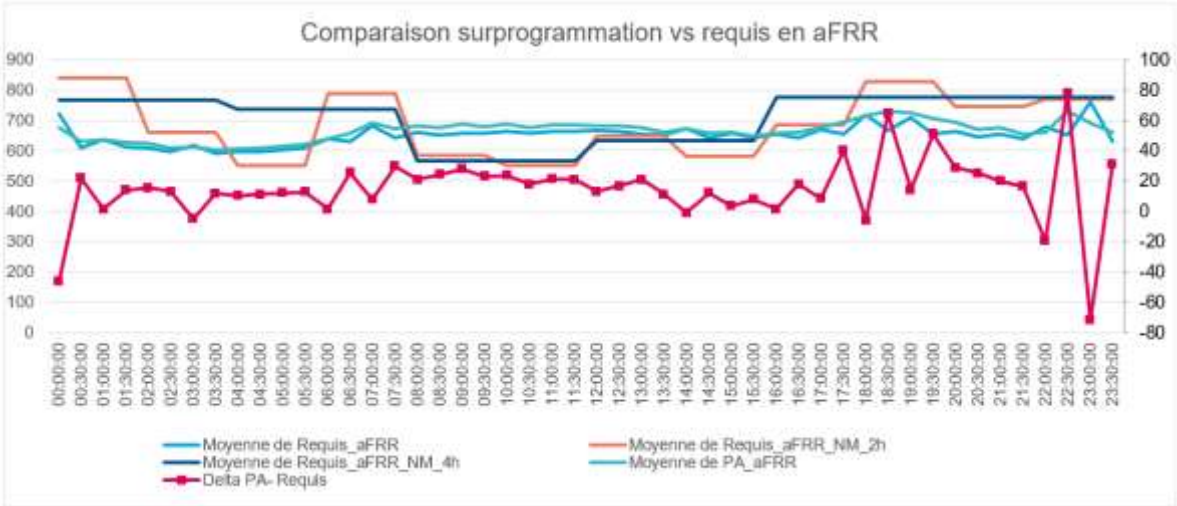
Les résultats pour le scénario 2h permettent de se rapprocher des résultats historiques, en améliorant le critère Level 2, tout en ayant des volumes à contractualiser issus de la méthode, proches des valeurs actuelles.

2.3.3 Prise en compte du surbouclage au programme de marche.

Pour équilibrer le réseau en temps réel, RTE est amené à solliciter les offres du mécanisme d'ajustement. Les ajustements passés peuvent générer un surplus de programmation en réserve secondaire en plus du requis RTE, lors de l'appel de moyens ne pouvant dissocier la fourniture de puissance active de la fourniture de services système.

Au vu de l'historique des volumes programmés suite à des ajustements passés pour équilibrer le système électrique, hors besoin en services système, et dans l'optique de ne pas sur contractualiser, le besoin d'aFRR issu de la méthode pourra ne pas être entièrement contractualisé, en anticipant une surprogrammation naturelle en SSY par rapport au volume prescrit du fait de :

- La surprogrammation au programme d'appel faite par l'acteur ;
- Des ajustements P=C qui apportent fatalement des SSY au programme de marche en plus du requis en aFRR ;
- D'un coefficient pondérateur pour atténuer la volatilité du surbouclage au cours des différentes périodes.



Si on regarde les données de surprogrammation au programme d'appel sur 2019, on observe que l'on n'a pas les volumes demandés en moyenne sur certains points de la journée (00h30, 22h, 23h).

La nouvelle méthode, avec un pas 2h, demande des volumes plus importants sur les pas 0h-2h, 6h-8h et 18h-24h.

Sur ces heures, les moyennes de surbouclage sont de 1MW, 17MW, et 19MW (de façon inégale).

RTE propose de paramétrer les volumes à prendre en compte dans la méthode de dimensionnement et pourra être amené à considérer le surbouclage au programme de marche en analysant les différentes périodes.

Le profil et les modalités de contractualisation de la demande adressée au parc français changeant, RTE analysera le comportement des acteurs après le démarrage de l'appel d'offres d'aFRR qui devrait conduire à un surbouclage différent du surbouclage historique.

RTE tiendra compte dans sa contractualisation du « surbouclage » en aFRR réellement disponible en temps réel du fait de la surprogrammation possible des acteurs ou des ajustements réalisés par RTE pour cause P=C, hors cause de reconstitution SSY et de marge, et qui peut engendrer un surplus de programmation en services système induits.

RTE appliquera donc une réduction, sur le besoin d'aFRR calculé, égale au volume moyen de « surbouclage » constaté sur chaque pas de contractualisation, pondéré d'un coefficient.

A l'inverse, si certains points du pas de contractualisation sont historiquement déficitaires, cette réduction de s'appliquera pas. A postériori, il sera vérifié que l'application de cet offset permet bien en temps réel de disposer d'un volume d'aFRR a minima égal au besoin calculé par la méthode. Au besoin, le coefficient de pondération sera réévalué régulièrement.

2.4 Conclusions et synthèse des paramètres

Le volume d'aFRR nécessaire est calculé à l'aide de paramètres appliqués au regroupement des valeurs de ΔE_{30} avant d'en prendre les centiles, tels que :

- Le pas de prescription (1h, 2h, 4h…)
- Le regroupement des jours ayant des caractéristiques communes (jours ouvrés/non ouvrés, jour de la semaine, mois, saisons…)
- La profondeur de l'historique considéré (1 an, 3 ans)

Une valeur de surbouclage par pas de temps de contractualisation hausse et baisse sera à retrancher à la valeur issue de la méthode de dimensionnement.

RTE a la possibilité d'adapter les paramètres de la méthode annuellement sur les bases d'un REX, en lien avec le respect des critères SOGL, en cas de dégradation observée des indicateurs. Ces paramètres sont précisés dans les règles Services Système SI. Tout changement de paramètre se fait en accord avec la CRE et est validé en GT Services Système. Les acteurs en sont informés un mois avant application avec la publication des paramètres sur le Portail Services de RTE.

Sur certains points particuliers, les volumes de réserves issus de l'application des critères précédents, peuvent être lissés pour éviter des fluctuations inutiles à la hausse ou à la baisse lors des changements de pas de contractualisation.

3 AUTRES EVOLUTIONS DE L'ACCORD DE BLOC

L'accord de bloc prend également en compte le passage des contrats RR/RC aux règles RR/RC afin d'assurer la cohérence documentaire.

4 ANNEXE 1

Pas (année 2018)	Distinction jours ouvrés	Profondeur données	Regroupement Des mois	level_1 (%)	level_2 (%)	Moyenne Hausse / Baisse (MW)	Estimation de perte d'opportunité acteur (M€/an)	Estimation des coûts de réserve pour RTE (en AO aFRR prix marginal) (M€/an)
2 h	avec	1 an	1/trimestre	10,41	3,12	690 / - 709	44	114
4 h	sans	1 an	1/semestre	9,78	3,27	716 / - 725	46	121
Programmation historique	historique programmée	historique programmée	historique programmée	10,00	3,45	713 / - 713	48	125
Prescription : historique contractualisée	historique contractualisée	historique contractualisée	historique contractualisée	11,41	4,31	650/ - 650	34	98