Section relative aux évolutions du **Dispositif de Responsable d’Equilibre**

Chapitre 3 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AU DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE

RE1. PRISE EN COMPTE DE LA CONSULTATION SUR L'EVOLUTION DE FORME DES REGLES DE MARCHE 88

RE2. PASSAGE DU PAS DE REGLEMENT DES ECARTS A 15 MINUTES 88

RE2.1. Contexte 88

RE2.2. Proposition de RTE pour la consultation 88

RE2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 89

RE3. CORRECTION DE PE POUR LES FLEXIBILITES RESEAU RPT 90

RE3.1. Contexte 90

RE3.2. Proposition de RTE pour la consultation 90

RE3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 90

RE4. MISE EN PLACE D'UN FLUX FINANCIER POUR LES FLEXIBILITES RESEAU SOUS OBLIGATION D'ACHAT 91

RE4.1. Contexte 91

RE4.2. Proposition de RTE pour la consultation 91

RE4.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 92

RE5. INTEGRATION DES FLEXIBILITES RESEAU DANS LE CAE 93

RE5.1. Contexte 93

RE5.2. Proposition de RTE pour la consultation 93

RE5.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 93

RE6. EVOLUTION DU TRAITEMENT DES SITES AU MODELE « SANS PRISE EN COMPTE DE L'ENERGIE DE REGLAGE » SSYF POUR LES ECARTS RE 93

RE6.1. Contexte 93

RE6.2. Proposition de RTE pour la consultation 94

RE6.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 94

RE7. SIMPLIFICATION DES ANNEXES DE RATTACHEMENT RE 95

RE7.1. Contexte 95

RE7.2. Proposition de RTE pour la consultation 95

RE7.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 95

RE8. REFORMULATION DES MODALITES RELATIVES A LA PROGRAMMATION DES ECHANGES DE BLOC (PEB) 95

RE8.1. Contexte 95

RE8.2. Proposition de RTE pour la consultation 95

RE8.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 97

RE9. REVISION DU QUESTIONNAIRE CLIENT (KYC) 97

RE9.1. Contexte 97

RE9.2. Proposition de RTE pour la consultation 97

RE9.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 98

RE10. SUPPRESSION DU PLAFOND DU MONTANT DE GARANTIE FINANCIERE POUR LES RE DECLARATIFS 98

RE10.1. Contexte 98

RE10.2. Proposition de RTE pour la consultation 98

RE10.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 98

RE11. AUTRES EVOLUTIONS 98

RE11.1. Correction d'une coquille dans un paragraphe de l'article 3.L.1 98
RE11.1.1. Contexte 98
RE11.1.2. Proposition de RTE pour la consultation 98
RE11.1.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 99

RE11.2. Précision sur la prise en compte des offres d'ajustement standard de RR dont l'ordre a été bloqué . 99
RE11.2.1. Contexte 99
RE11.2.2. Proposition de RTE pour la consultation 99
RE11.2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 99

RE11.3. Amendement de l'annexe d'avenant au contrat de dépôt de liquidités 99
RE11.3.1. Contexte 99
RE11.3.2. Proposition de RTE pour la consultation 99
RE11.3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE 99

RE1. Prise en compte de la consultation sur l'évolution de forme des règles de marché

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), la première version des règles de marché harmonisées a été consultée auprès des acteurs de marché au sein de la commission accès au marché (CAM).

Une consultation spécifique relative à l'article 3.R.3 « Dispositions applicables par les GRD pour l'estimation des courbes de charge » a été organisée en parallèle dans le cadre du comité de gouvernance du profilage (CGP).

L'ensemble des retours concernant l'évolution de forme du chapitre 3 relatif au dispositif de responsable d'équilibre (hormis l'article 3.R.3) ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en annexe A2.5.

RE2. Passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes

RE2.1. Contexte

En application du règlement européen 2017/2195 « Guideline on Electricity Balancing » et de la dérogation accordée par la CRE dans sa délibération n°2018-229 du 14 novembre 2018, le pas de règlement des écarts (ou ISP) doit passer à 15 minutes en France au plus tard le 1er janvier 2025.

Compte tenu du rôle central du dispositif RE dans l'organisation du système électrique et de l'ampleur des impacts pour l'ensemble des acteurs, une concertation relative à cette évolution est conjointement menée par RTE et Enedis depuis 2019. Les impacts touchent l'ensemble des mécanismes de marché (responsable d'équilibre, mécanisme d'ajustement, programmation, NEBEF, mécanisme de capacité, etc.) et peuvent être retrouvés dans une page dédiée sur le site internet de RTE.

Conformément à des demandes exprimées par certains acteurs lors d'un appel à contributions réalisé à l'été 2019 et afin d'apporter de la visibilité aux acteurs, RTE a inscrit dans les règles MA-RE dès la v10 les impacts à la cible de ce changement de pas de règlement des écarts.

La trajectoire de bascule n'ayant pas encore été concertée lors la préparation des règles MA-RE v10 à l'automne 2021, l'insertion du passage au pas de règlement des écarts 15 minutes a été fait en insérant une date de bascule unique (date L ou date RE_{15}).

RE2.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'inscrire dans cette version de règles la trajectoire de bascule définie en concertation en 2022 et 2023. La stratégie concertée prévoie une bascule progressive des différentes données devant changer de granularité, afin de lisser les différentes bascules et d'éviter un effet big bang au 31 décembre 2024.

En ce sens, plusieurs dates pivots viennent se substituer à la date L ou date RE_{15} . Une plage de numéro de 15 à 30 est réservée pour ces bascules (l'ensemble des numéros n'est pas nécessairement utilisé pour chaque chapitre). Lorsqu'un même numéro est utilisé pour plusieurs chapitres, les dates sont identiques (exemple : date RE_{15} et date MA_{15} seront identiques).

Pour chaque date pivot, une date cible de bascule opérationnelle a été définie et sera notifiée par RTE.

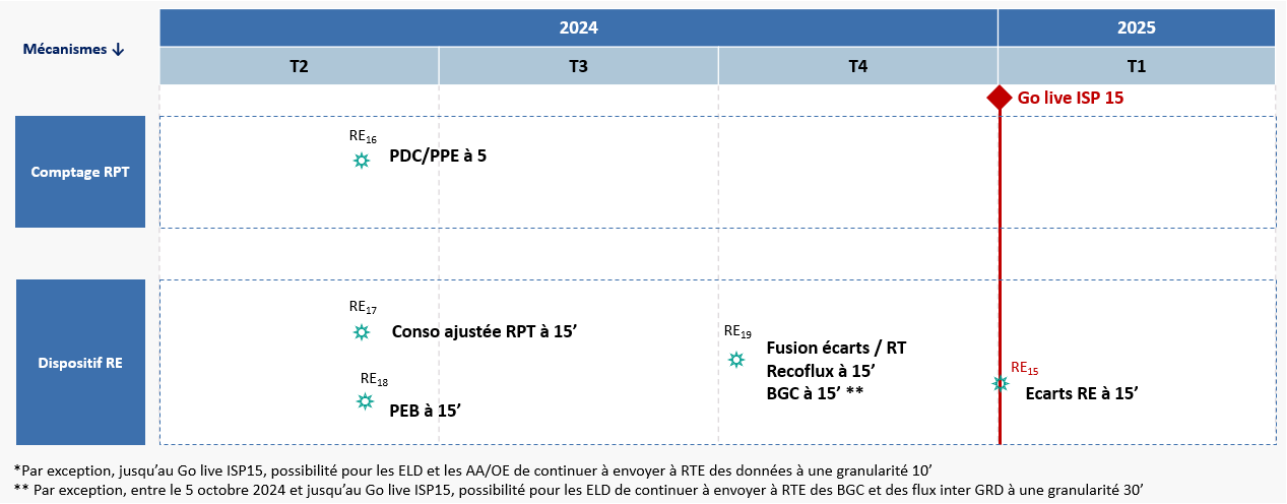


Figure 14 : déroulé prévisionnel du basculement par étapes pour atteindre ISP 15

RE2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Deux retours ont été reçus concernant cette proposition d'évolution.

Le premier retour concerne la disparition de la numérotation des courbes (C01, C02,…) avec la fusion des processus écarts et réconciliation temporelle. L'acteur exprime son souhait de conserver ces numérotations afin de faciliter l'identification des courbes dans le cadre des vérifications ou d'éventuelles contestations.

RTE a rappelé que la numérotation des courbes n'était pas homogène et que certaines numérotations dans les règles étaient obsolètes. Par soucis d'homogénéité, le choix a été fait de ne plus faire apparaitre ces numérotations dans les règles, la fonction de la courbe étant portée par sa dénomination. Par ailleurs, avec la fusion des processus de reconstitution des flux (écart et réconciliation temporelle), certaines courbes vont disparaitre, d'autres seront créées. La numérotation étant amené à évoluer, il a été jugé préférable d'y faire référence dans les guides utilisateurs SI. Une correspondance entre les anciens numéros de courbes et les nouveaux est également mise à disposition dans ces guides.

Le second retour questionnait sur la motivation de supprimer la mention « Pas de Règlement des Ecarts » en référence à la granularité des données publiées.

Dans le cadre du passage du pas de règlement à 15 minutes, un principe de bascule progressive s'échelonnant sur l'année 2024, avec dates des pivots s'échelonnant de RE_{15} à RE_{19} a été mis en place. Les modalités transitoires de ces bascules ont été concertées en 2022 et répondaient à une volonté de permettre aussi bien au SI des acteurs qu'à celui de RTE de s'adapter progressivement aux évolutions de granularités impactant les mécanismes de marché.

La bascule du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes étant la dernière date de bascule du mécanisme RE (1er janvier 2025), utiliser la maille « pas de règlement des écarts » pour des données dont le pas aurait déjà basculé en mode ISP15 ne faisait pas sens. Raison pour laquelle les définitions « Pas de Contrôle » et « Pas de Temps » ont été introduites dans les Dispositions Générales.

Dans les cas où le pas de la donnée ne faisait pas référence à l'écart du RE, la notion de « Pas de Règlement des Ecarts » a été supprimée ou remplacée par « Pas de Contrôle » ou « Pas de Temps ».

Pour ces 2 retours, RTE n'a pas retenu la proposition des acteurs.

Enfin, les réponses détaillées aux points mentionnés par les acteurs sont incluses dans les réponses aux retours de la consultation en annexe de ce document.

RE3. Correction de PE pour les flexibilités réseau RPT

RE3.1. Contexte

Comme mentionné au paragraphe DG2 de ce document, RTE et Enedis travaillent à la construction de l'écosystème des flexibilités permettant de gérer les contraintes des réseaux de transport et de distribution. La correction de périmètre d'équilibre lors d'activation de flexibilités réseau RPD est en en vigueur depuis le 1er mars 2023 et l'objectif est d'étendre ce principe aux EnR photovoltaïques et éoliennes terrestres raccordées au RPT qui constituent les flexibilités réseau RPT.

RE3.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'inscrire la correction de périmètre d'équilibre pour les flexibilités réseau RPT dans l'article 3.L.5 du chapitre 3 des règles de marché de la même manière que pour les flexibilités réseau RPD. Cette correction de périmètre sera effectuée dans les cas prévus par le contrat d'accès au réseau de transport (CART) et son entrée en vigueur devra donc coincider avec la mise en application de la nouvelle version du CART, prévue pour mi-2024. Une date pivot RE_2 avec un délai de notification de 1 mois est donc proposée pour l'entrée en vigueur de cette correction de périmètre d'équilibre.

RE3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Lors de la consultation, les acteurs ont remonté le besoin d'avoir accès au détail des volumes d'activation de flexibilités réseau ayant fait l'objet d'une correction de périmètre d'équilibre pour chaque site concerné, et non seulement agrégé à la maille RE. Ces informations permettront aux acteurs de répercuter les volumes d'énergie corrigés sur les factures des sites activés en tant que flexibilité réseau. RTE a connaissance de ce besoin et prévoit de transmettre aux RE concernés les informations relatives au volume d'énergie limitée par site pour les activations de flexibilités réseau RPT ayant fait l'objet d'une correction de périmètre d'équilibre. Les modalités de cette information (publication sur le Portail Services) seront concertées en AT pour les flexibilités réseau RPT et sont propres à chaque GRD pour les flexibilités réseau RPD.

Suite aux remarques des acteurs et dans un soucis de clarté, RTE propose d'ajouter « les volumes résultant des activations de Flexibilité Réseau RPT » dans la liste des données dont le site autorise l'accès à son RE, mentionnées dans l'accord de rattachement d'un site à un RE (annexe 3.AE5). RTE propose également d'ajouter les « Flexibilités Réseau RPT » dans la liste des services que le Site peut fournir au titre des règles de marché et qui sont reconnus par son RE.

Enfin, les réponses détaillées aux points mentionnés par les acteurs sont inclus dans les réponses aux retours de la consultation (annexe A3).

RE4. Mise en place d'un flux financier pour les flexibilités réseau sous obligation d'achat

RE4.1. Contexte

Les corrections de périmètre d'équilibre proposées par RTE lors d'écrêtements de production pour les flexibilités réseau impliquent des flux financiers au titre des règles de marché entre les responsables d'équilibre (ci-après « RE ») et les gestionnaires de réseau (ci-après « GR ») et au titre des contrats d'accès au réseau entre les producteurs et les GR. Pour les flexibilités réseau rendues par des sites d'injection de type éolien terrestre ou photovoltaïque, les flux financiers dépendent des mécanismes de soutien dont bénéficient les producteurs écrêtés (sans soutien, obligation d'achat ou complément de rémunération).

Des travaux avaient déjà été menés concernant la correction de périmètre d'équilibre des producteurs sous obligation d'achat et les flux financiers associés, notamment dans la version 8.3 des règles MA-RE. La solution initialement proposée par RTE pour le traitement des limitations faisait intervenir une convention technique (article 2.K.5.2 du chapitre 2 des règles de marché en vigueur) pour étendre la participation au MA à tous les producteurs EnR, y compris ceux sous obligation d'achat. Le périmètre d'équilibre pouvait donc être corrigé grâce à l'activation d'une offre d'ajustement a posteriori en back office et le producteur était rémunéré par son acheteur obligé via un accord acteur d'ajustement-responsable d'équilibre. Suite à cette proposition, les acteurs ont fait savoir à RTE que la solution était trop complexe opérationnellement à mettre en place. Une date B avait donc été ajoutée, permettant de basculer vers un autre fonctionnement plus simple, mais consistant toujours en une correction de périmètre d'équilibre via activation d'une offre d'ajustement a posteriori.

Les travaux actuels (notamment décrits aux paragraphes DG2, MA2 et RE3 du présent document) sur les flexibilités réseau et notamment la correction de périmètre d'équilibre hors MA lors d'activation de ces flexibilités remettent en cause les flux financiers précédemment élaborés et impliquent un changement de fonctionnement.

RE4.2. Proposition de RTE pour la consultation

Le schéma et les flux entre les différents acteurs proposés sont présentés dans la Figure 15.

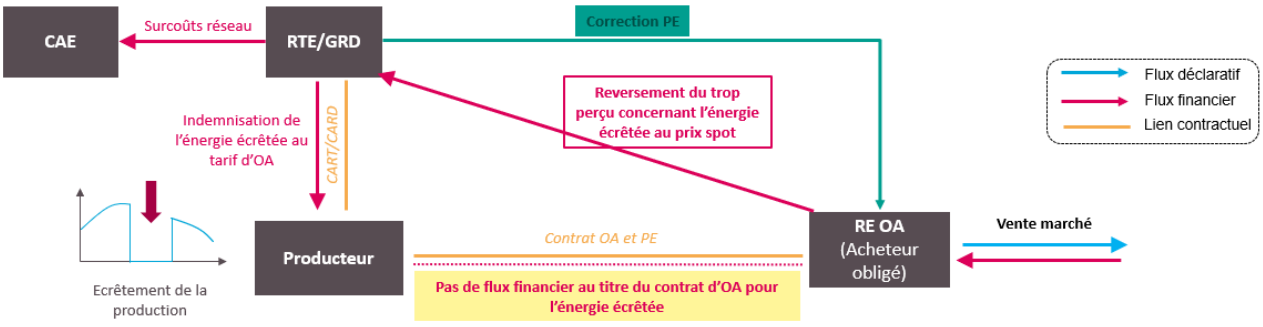


Figure 15 : récapitulatif des flux entre les acteurs pour la correction des périmètres d'équilibre pour les flexibilités réseau RPT sous OA.

En cas de correction du périmètre d'équilibre, l'acteur de marché (RE OA sur le schéma) ne reverse pas au producteur la valorisation réalisée sur les marchés. Le producteur est indemnisé par le gestionnaire de réseau de tout son tarif d'obligation d'achat. Un flux financier doit être prévu entre le RE et le GR pour le reversement de la valorisation sur les marchés qui constitue un trop perçu pour l'acteur de marché.

La CRE souhaite que le flux financier entre le responsable d'équilibre et le gestionnaire de réseau soit inscrit dans les règles de marché. RTE propose donc de l'intégrer dans un nouvel article du chapitre 3 des règles de marché : « 3.M.6. Modalités de facturation particulières du RE concernant les Flexibilités Réseau sous Obligation d'Achat ». Ce paragraphe décrit le flux et sa valorisation.

Ce flux correspond à l'énergie écrêtée (qui est celle corrigée et indemnisée au producteur), valorisée au prix spot, par pas de granularité du prix spot (c'est-à-dire au pas horaire puis au pas 15 minutes en 2025). A noter qu'en cas de prix spot négatifs, le principe reste le même et le flux va donc du GR vers le RE.

Le GR qui facture le RE (ou qui se fait facturer par le RE dans le cas de prix spot négatifs) est celui à l'origine de l'activation de la flexibilité réseau sous obligation d'achat concernée, c'est-à-dire :

- RTE pour les flexibilités réseau RPT et flexibilités réseau RPD activées pour résoudre des congestions du RPT ;
- Le GRD à l'origine de l'activation pour les flexibilités réseau RPD activées pour résoudre des congestions du RPD.

Ces flux de facturation sont légèrement différents de ceux présentés au GT MA-RE du 27 juin, où le GR facturant le RE était :

- RTE pour les flexibilités réseau RPT ;
- Le GRD à l'origine de l'activation pour les flexibilités réseau RPD, avec reversement à RTE dans le cas d'activation pour résoudre des congestions du RPT.

Cette modification est proposée suite à des discussions entre les GRD et RTE, car il paraît plus pertinent que ce soit le GR étant le destinataire final du flux qui facture directement le RE. Cela permet en effet de minimiser le nombre d'échanges financiers impliqués. De plus, c'est ce schéma de flux qui est proposé pour l'intégration des flexibilités réseau dans le CAE (articleRE5 RE5 du présent document).

RTE propose dans un premier temps une facturation annuelle pour faciliter la mise en place de ce flux financier auprès de tous les acteurs. Les modalités de facturation proposées sont décrites dans l'article 3.N.3.3 lorsque le gestionnaire de réseau qui facture est RTE et dans l'article 3.R.2.10 lorsque c'est le GRD.

A noter que la mise en place de ce nouveau schéma et des flux associés rendent obsolètes les anciens travaux sur ce sujet et RTE propose de supprimer la date B qui n'a plus d'utilité. Dans la version harmonisée des règles de marché, cette date B était mentionnée au chapitre 2.

RE4.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE5. Intégration des flexibilités réseau dans le CAE

RE5.1. Contexte

La correction des périmètres RE des sites ayant subi une flexibilité pour cause réseau implique la nécessité d'intégrer une compensation dans le CAE. En effet, en neutralisant l'impact des flexibilités réseau pour le RE concerné, les ajustements réalisés en réactif par RTE sur l'équilibre offre-demande pour compenser le déséquilibre causé par ces activations réseau sont financés par la communauté des RE.

RE5.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'intégrer le déséquilibre créé par l'activation de flexibilité réseau dans un périmètre d'équilibre spécifique, dont le gestionnaire de réseau est responsable financièrement. Les écarts, valorisés au prix de règlement des écarts des RE spécifiques, seraient pris en compte dans le CAE, permettant de neutraliser les impacts auprès de la communauté des RE.

Ainsi, les mises en place de corrections de périmètres d'équilibre et d'intégration de flexibilités réseau dans le CAE doivent être concomitantes.

Nous proposons de mettre en place l'intégration des flexibilités réseau RPT dans le CAE à la date pivot RE_2 correspondant à la date de mise en place de la correction de périmètres d'équilibre associés.

La correction de périmètre d'équilibre lors d'activation de flexibilités réseau distribuées étant déjà en vigueur depuis le 1er mars 2023, nous proposons d'intégrer cette composante dans le CAE dès l'entrée en vigueur des présentes règles.

RE5.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE6. Evolution du traitement des sites au modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage » SSYf pour les écarts RE

RE6.1. Contexte

Plusieurs modèles existaient historiquement pour la prise en compte des énergies de réglage suivant le type de site :

Modèle	Rémunération du RR	Insensibilisation du RE	Insensibilisation du fournisseur
Corrigé	Oui	Oui (périmètre corrigé via la correction de la courbe de charge	Non (le site rémunère le fournisseur via la correction de la courbe de charge)
Régulé	Oui	Oui	Oui Via RR<-> RTE<->fournisseur
Contractuel	Oui	Oui	Non (Accord contractuel entre le RR et le fournisseur)
Sans	Non	Non	Non
Injection	Oui	Oui	Non

Le modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage » (ci-après « modèle « sans » ») concerne les sites de soutirage RPD.

Afin de se mettre en conformité avec le règlement Electricity Balancing, RTE a fait évoluer en 2022 les règles services système v7.1 de façon à adapter la prise en compte des énergies de règlage pour le modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage », afin de pouvoir :

- Rémunérer le responsable de réserve ;
- Corriger les périmètres d'équilibre.

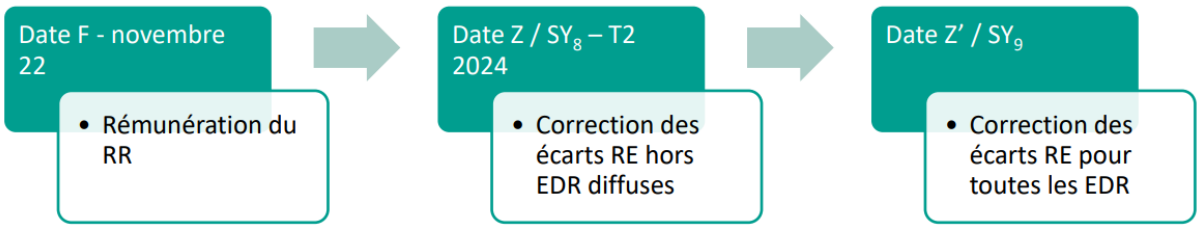
La rémunération des responsables de réserve est effective depuis novembre 2022.

La correction des périmètres d'équilibre nécessite une adaptation du chapitre 3 des règles de marché.

RE6.2. Proposition de RTE pour la consultation

Le chapitre 3 a été adapté de façon à permettre la prise en compte des énergies de réglage dans le calcul de l'écart RE pour les sites au modèle « sans ».

A noter que cette prise en compte se fera en deux temps : EDR non diffuses (date SY_8) puis EDR diffuses (date SY_9).



RE6.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE7. Simplification des annexes de rattachement RE

RE7.1. Contexte

Suite à des difficultés opérationnelles rencontrées dans le traitement des annexes de rattachement RE 3.A5/3.A6 (ex C7/C8), RTE propose une simplification des annexes RE.

RE7.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose une adaptation des annexes de rattachement de façon à se rapprocher des pratiques opérationnelles. En ce sens, RTE propose que l'annexe 3.A5/3.A6 prévoit par défaut l'accès pour le RE aux données de comptage, données physiques et consommation ajustée du site.

RE7.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE8. Reformulation des modalités relatives à la programmation des échanges de bloc (PEB)

RE8.1. Contexte

Le chapitre 3.I relatif à la Programmation des échanges de Bloc a fait l'objet de plusieurs modifications successives. Il fait référence à des contrôles de l'ordre de l'implémentation SI, et ne reflète pas fidèlement les retours faits par RTE au RE. RTE propose de reformuler ce paragraphe, en renvoyant si besoin aux règles SI, afin qu'il soit plus lisible et en cohérence avec les retours effectivement effectués par RTE.

RE8.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose de reformuler ce chapitre 3.I de la façon suivante :

- Mentionner l'existence du numéro de version du PEB
- Ajouter ce numéro parmi les informations entrant dans le contenu d'un PEB
- Indiquer le rôle du numéro de version dans la modification d'un PEB
- Supprimer le chapitre relatif aux conditions d'acceptation d'un PEB par RTE et reporter ces conditions dans les autres chapitres (notamment celui relatif au Processus de déclaration des PEB) et/ou dans les règles SI, comme décrit dans le tableau ci-dessous :

Conditions d'acceptation	Articles dans les chapitres de règles (nouvelle numérotation) et/ou règles SI
1. Le PEB contient toutes les informations listées à l'article 3.I.4;	Règles SI

2. La chronique de valeurs de puissance contenue dans le PEB ne présente que des valeurs positives établies au 1/100ème de MW ou des valeurs nulles ;	3.I.4 Règles SI
3. Le PEB respecte les conditions et le formalisme décrit dans les règles SI ;	3.I.5
4. Le RE émetteur du PEB est soit le RE vendeur d'énergie, soit le RE acheteur d'énergie ;	Règles SI
5. Le RE acheteur d'énergie et le RE vendeur d'énergie disposent d'un accord de participation dont la validité court à minima jusqu'au jour de livraison du PEB inclus ;	3.I.1 et 3.I.5 Règles SI
6. Si l'acheteur d'énergie est un site de soutirage télérelevé, le RE émetteur du PEB a transmis à RTE une NEB RE-site en respect des délais décrits à l'article 3.I.2 dont la validité court a minima jusqu'au jour de livraison du PEB inclus ;	3.I.5 Règles SI
7. Pour un jour de livraison J, si le type d'échange d'un PEB est J-1, alors l'heure de réception par RTE du PEB doit être comprise entre 00h00 en J-30 et 16h30 en J-1 exclu ;	3.I.5 Règles SI
8. Pour un jour de livraison J, si le type d'échange d'un PEB est infrajournalier, alors l'heure de réception par RTE du PEB est postérieure ou égale à 16h30 en J-1 et strictement avant 23h30 en J avant la date RE_{15} ou strictement avant 23h45 en J après la date RE_{15} ;	3.I.5 Règles SI
9. Pour un PEB échangé entre deux RE, RTE a reçu un PEB de la part de la contrepartie du RE, présentant des données strictement identiques pour les informations (1) à (4) prévues à l'article 3.I.4 ;	3.I.5.1 et 3.I.5.2 Règles SI
10. Le RE acheteur d'énergie ou le RE vendeur d'énergie ne fait pas l'objet d'une suspension de son accord de participation prévue à l'article 3.D.2.	3.I.5.1 et 3.I.5.2 Règles SI

- Reformuler le chapitre 3.I.5
- Mutualiser en début de paragraphe les traitements communs aux PEB J-1 et infra-journalier
- Fusionner (sans les modifier) au lieu de dupliquer les traitements relatifs aux PEB entre deux RE et entre un RE et un site de soutirage

- Mutualiser en début de paragraphe les traitements communs aux PEB J-1 et infra-journalier
- Mettre en cohérence avec les retours effectivement faits par RTE au RE et leur échéance

Les éléments suivants ont été supprimés :

- RTE transmet la chronique de valeurs de puissance retenue au RE et à sa contrepartie
- RTE informe le RE et sa contrepartie de l'acceptation du PEB concerné
- RTE informe le RE, et sa contrepartie le cas échéant, du refus du PEB et de la cause associée conformément aux règles SI.

Les éléments suivants ont été ajoutés :

- RTE transmet alors l'acceptation/refus du PEB
- Le RE peut suivre l'état et le contenu de son PEB dès son envoi au plus tôt 30 jours avant le jour J.

RE8.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE9. Révision du questionnaire client (KYC)

RE9.1. Contexte

Dans le processus de contractualisation d'un accord de participation RE, le demandeur doit remplir un questionnaire en ligne sur le portail services, appelé également KYC (Know Your Customer).

Les questions sont présentes dans l'annexe 3.A2 des règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre.

RTE propose de faire évoluer notamment les parties 2 et 3 du questionnaire client pour répondre à deux objectifs :

- Optimiser la charge opérationnelle associée (1) au temps de complétude par le demandeur et (2) au traitement des réponses par le service opérationnel de RTE.
- Améliorer la connaissance clients de RTE dans son rôle de sécurisation financière du mécanisme RE.

RE9.2. Proposition de RTE pour la consultation

Les évolutions proposées concernent notamment la partie 2 « Finance & Juridique » avec l'ajout de quelques éléments financiers présents dans le rapport annuel du demandeur.

Certaines informations ont été retirées du questionnaire dans différentes parties, et particulièrement dans la partie 3 portant sur les activités de l'entreprise, dans le but de simplifier la saisie du demandeur. Des amendements rédactionnels mineurs permettront également de clarifier certaines questions posées.

RE9.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE10. Suppression du plafond du montant de garantie financière pour les RE déclaratifs

RE10.1. Contexte

La sécurisation financière du mécanisme RE repose sur le calcul de l'encours RE et les garanties financières. Un RE ne disposant que d'éléments déclaratifs dans son périmètre d'équilibre est soumis au processus de suspension de son AP-RE, décrit dans l'article 3.D.2 des règles. Si le montant de son encours RE est supérieur au montant de sa garantie financière augmentée de 250 k€, RTE peut suspendre sans délai l'AP-RE. Or, dans le cadre d'un dépassement d'encours autorisé, le montant de la garantie financière exigible par RTE ne peut dépasser un montant égal à 30 M€.

RE10.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose de lever le plafond de garantie financière pour les RE ne disposant que d'éléments déclaratifs dans leur périmètre, en introduisant une distinction dans l'article 3.O.5 portant sur l'encours autorisé. Cette évolution a pour but de permettre aux RE ne disposant que d'éléments déclaratifs dans leur périmètre de pouvoir augmenter leur niveau d'encours RE autorisé, en fournissant une garantie financière adaptée.

RE10.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE11. Autres évolutions

RE11.1. Correction d'une coquille dans un paragraphe de l'article 3.L.1

RE11.1.1. Contexte

Ce paragraphe de l'article 3.L.1 a été intégré dans la version applicable au 1er avril 2022 des chapitres A-D de la section 2 des règles MA-RE. Il précise la façon dont sont élaborées les chroniques au pas de règlement des écarts des quantités injectées et soutirées dans le périmètre RPT et/ou RPD à compter de la date RE_{15}.

Dans la rédaction initiale de ce paragraphe, une coquille s'est glissée dans la formule qui permettra le décompte de ces quantités à compter de la date RE_{15}.

RE11.1.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose d'amender la formulation pour la mettre en cohérence avec les quantités injectées et soutirées dans le périmètre RPT et/ou RPD qui seront implémentées dans le système d'information de RTE à compter de la date RE_{15}.

Il s'agit bien de faire une somme de trois points en puissance moyenne divisée par 12.

Cette formulation sera en cohérence avec celle proposée pour la période transitoire entre la date RE_{16} et la date RE_{15}.

RE11.1.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

RE11.2. Précision sur la prise en compte des offres d'ajustement standard de RR dont l'ordre a été bloqué

RE11.2.1. Contexte

La rémunération des offres standard de RR dont l'ordre d'ajustement a été bloqué par RTE a été ajoutée dans les règles MA-RE v9.2. Cette rémunération est prise en compte dans le compte ajustement écart mais cela n'est pas précisé aux articles 3.Q.6.1 et 3.Q.6.2.

RE11.2.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose de clarifier la rédaction en mentionnant explicitement la prise en compte du coût de ces offres aux articles 3.Q.6.1 et 3.Q.6.2.

RE11.2.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Un acteur a remonté le fait que la rédaction des chapitres 3.Q.6.1 et 1.3.Q.6.2 relatifs respectivement aux Charges et aux Produits du Compte Ajustements Ecarts n'était pas en cohérence avec les changements apportés à l'article 2.M.4.2.2 du chapitre 2 des règles du Mécanisme d'Ajustement.

RTE est en phase avec cette remarque et accepte la proposition d'adaptation des articles, en cohérence avec les modifications apportées dans le chapitre 2 article M.4.2.2.

RE11.3. Amendement de l'annexe d'avenant au contrat de dépôt de liquidités

RE11.3.1. Contexte

La rédaction actuelle de l'annexe 3.A.11 ne permet pas de traiter les cas où le montant du dépôt de liquidités du responsable d'équilibre n'est pas réévalué. En l'occurrence, lorsque le montant du dépôt de liquidités n'est pas réévalué, il n'y a pas de versement sur le compte du RE ni sur celui de RTE le cas échéant.

RE11.3.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE propose de clarifier la rédaction de cet avenant en précisant que dans le cas où le montant du dépôt de liquidités n'est pas réévalué, la date du contrat est prorogée d'une durée d'1 an à compter de la signature du présent avenant.

RE11.3.3. Synthèse des retours de la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

Section relative aux évolutions des **Services Système fréquence**

Chapitre 4 des Règles de Marché

SOMMAIRE RELATIF AUX SERVICES SYSTEME FREQUENCE

SY1. PRISE EN COMPTE DE LA CONSULTATION SUR L'EVOLUTION DE FORME DES REGLES DE MARCHE 105

SY2. INTEGRATION DU PASSAGE A L'ISP15 DANS LES REGLES SSYF 105

SY2.1. Contexte 105

SY2.2. Besoins d'évolution 105

SY2.3. Proposition de RTE pour la consultation 106

SY2.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 108

SY3. PROCESSUS D'EVOLUTION DES ENTITES DE RESERVES (EDR) 109

SY3.1. Contexte 109

SY3.2. Proposition de RTE pour la consultation 109
SY3.2.1. Fréquence de mise à jour des périmètres 109
SY3.2.2. Processus d'échange entre RTE et les GRD 109

SY3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 110

SY4. CONTRACTUALISATION DE LA RESERVE SECONDAIRE PAR L'APPEL D'OFFRES JOURNALIER NATIONAL 110

SY4.1. Proposition de RTE pour la consultation 110

SY4.2. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 111

SY5. REFONTE DE L'OUTIL DE CALCUL DES OBLIGATIONS DE RESERVES 112

SY5.1. Contexte 112

SY5.2. Proposition de RTE pour la consultation 112
SY5.2.1. Clarification du calcul de l'obligation de réserve au pas demi-horaire 112
SY5.2.2. Modernisation des flux de données 112
SY5.2.3. Ajout des modes dégradés 113
SY5.2.4. Ouverture des inaptitudes temporaires aux responsables de réserves avec plus de 5 EDR 113

SY5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 113

SY6. REFONTE DE L'OUTIL DE CALCUL DE LA REMUNERATION, DES INDEMNITES ET DES ABATTEMENTS 114

SY6.1. Contexte 114

SY6.2. Besoins d'évolution 114

SY6.3. Proposition de RTE pour la consultation 115
SY6.3.1. Clarification du calcul de l'indemnité liée à un déficit de services système en raison d'un ajustement sur le mécanisme d'ajustement 115
SY6.3.2. Clarification du calcul des abattements et remplacement des pénalités à partir de la date SY_5 :.... 115
SY6.3.3. Suppression de la réduction d'indemnité 116
SY6.3.4. Décorrélation des dates pivots d'évolution des formules d'indemnités et d'abattements pour la réserve primaire et secondaire 117
SY6.3.5. Evolution du processus de facturation 117
SY6.3.6. Mise à jour des modèles de fiches concernant les défaillances de réglage et les indisponibilités supérieures à 60 jours 119

SY6.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 119

SY7. SORTIE DE L'EXPERIMENTATION RELATIVE A L'UTILISATION DE SOUS-MESURES, REBAPTISEES SOUS-TELEMESURES 120

SY7.1. Contexte 120

SY7.2. Besoin d'évolution 120

SY7.3. Propositions de RTE pour la consultation 121

SY7.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 121

SY8. EVOLUTION DES MODALITES DE CERTIFICATION DES EDR DIFFUSES 122

SY8.1. Contexte 122

SY8.2. Besoin d'évolution 122

SY8.3. Proposition de RTE pour la consultation 122

SY8.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 124

SY9. PARTICIPATION DES SITES SOUMIS A LIMITATION AUX SERVICES SYSTEME 124

SY9.1. Contexte 124

SY9.2. Proposition de RTE pour la consultation 125

SY9.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 125

SY10. EVOLUTION DE L'ANNEXE 4 126

SY10.1. Contexte 126

SY10.2. Proposition de RTE pour la consultation 126

SY10.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 126

SY11. EVOLUTIONS DE L'ANNEXE 12 127

SY11.1. Contexte 127

SY11.2. Proposition de RTE pour la consultation 127
SY11.2.1. Mise à jour des simulations et conditions sur les essais 127
SY11.2.2. Intégration d'un attestation sur la représentativité des essais 127
SY11.2.3. Modification des exigences sur les capteurs de mesure pour les EDR diffuses 127
SY11.2.4. Description de la gestion entre MA et SSYf pour les EDR mixtes 128
SY11.2.5. Modification du critère de tenue de 15min de FCR en cas d'État d'Alerte ou d'État d'Urgence (mise à jour de forme entre la consultation et la saisine) 128
SY11.2.6. Modification du critère d'entrée et de sortie du mode réserve 131
SY11.2.7. Autres évolutions 131

SY11.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE 132

SY12. AUTRES EVOLUTIONS 132

SY12.1. Correction du renvoi vers le bilan de réserve utilisé dans le calcul des abattements 132

SY12.2. Evolution de la condition de participation effective avec la nouvelle convention d'exploitation 132

SY12.3. Evolutions de l'annexe 13 133

SY12.4. Evolutions de la trame de certification au réglage secondaire de fréquence « agrégats / stockage » 133

SY1. Prise en compte de la consultation sur l'évolution de forme des règles de marché

Dans le cadre de la démarche d'harmonisation des règles de marché (haRMonie), la première version des règles de marché harmonisées a été consultée auprès des acteurs de marché au sein de la commission accès au marché (CAM).

L'ensemble des retours concernant l'évolution de forme du chapitre 4 relatif aux services système fréquence ont fait l'objet d'une réponse RTE et sont détaillés en annexe A2.6.

Les graphiques et exemples chiffrés ont été retirés des règles afin d'harmoniser le contenu avec les autres chapitres.

SY2. Intégration du passage à l'ISP15 dans les règles SSYf

SY2.1. Contexte

En application du règlement européen 2017/2195 « Guideline on Electricity Balancing » et de la dérogation accordée par la CRE dans sa délibération n°2018-229 du 14 novembre 2018, le pas de règlement des écarts (ou ISP) doit passer à 15 minutes en France au plus tard le 1er janvier 2025.

Compte tenu du rôle central du dispositif RE dans l'organisation du système électrique et de l'ampleur des impacts pour l'ensemble des acteurs, une concertation relative à cette évolution est conjointement menée par RTE et Enedis depuis 2019. Les impacts touchent l'ensemble des mécanismes de marché (responsable d'équilibre, services système, mécanisme d'ajustement, programmation, NEBEF, mécanisme de capacité, etc.) et peuvent être retrouvés dans une page dédiée sur le site internet de RTE.

Les impacts sur les règles services système et la stratégie de bascule ont été concertés de 2022 à 2023 pour être intégrés dans les règles services système fréquence v1 harmonisées.

SY2.2. Besoins d'évolution

RTE a identifié les différentes parties des règles SSYf impactées par le passage du pas de règlement des écarts à 15 min. Le tableau suivant présente les modalités actuelles qui nécessitent une évolution :

Partie	Sujet	Modalités actuelles
4.H	**AO capacités**	• Publications sur portail services et la plateforme Transparency des résultats généraux (volumes retenus et prix) et du besoin de RTE au pas 30 min
4.H	**Prescription**	• Fichier PAP au pas 30 minutes • Pas de description dans les règles sur comment est calculée la prescription si le programme d'appel n'est pas constant sur 30 minutes
4.H	**Notification d'échange de réserve**	• Maille des NER de 30 minutes • Calcul du bilan journalier d'échanges au pas 30 minutes • Calcul de l'encours relatif aux NER au pas 30 minutes
4.I	**Programmation**	• Renvoi aux règles relatives au dispositif de programmation pour la programmation des services système qui permettent une programmation au pas 5', 15', 30'

4.L	**Bilans de réserve**	• Calcul des bilans de réserve à la maille 30 minutes • Pour le calcul du bilan au PA, la méthode de prise en compte de programmes à une granularité inférieure à 30 minutes n'est pas spécifiée
4.M	**Rémunération des capacités de réglage**	• Calcul de la rémunération des capacités de réglage au pas 30 minutes • Définition du PFC en €/MW/30 minutes
4.M	**Calcul des énergies de réglage**	• Envoi des clés de répartition au pas 5 minutes au plus tard 2 minutes après la fin du pas demi-horaire • Calcul des énergies de réglage totales au pas 30 minutes
4.M	**Valorisation des énergies de réglage**	• Calcul de valorisation de l'énergie de réglage au pas 30 minutes
4.M	**Indemnités**	• Calcul des indemnités (au PA et au PM) au pas 30 minutes en cohérence avec le pas de calcul de bilans de réserve
4.M	**Abattements**	• Calcul du volume abattu au pas 30 minutes basé sur les bilans de réserve avec défaillance au pas 30 minutes • Calcul de la valeur de l'abattement au pas 30 minutes
4.M	**Pénalités**	• Calcul des pénalités au pas 30 minutes basées sur les programmes d'appel au pas 30 minutes
4.M	**Correction des périmètre RE**	• En cas de modèle corrigé correction de la courbe de charge au pas 10 min (règles RE) • Si applicable, correction des périmètres RE de l'énergie de réglage au pas 30 minutes
0.FT1	**Versement fournisseur**	• Calcul du versement fournisseur au pas 30 minutes à partir des énergies de réglage calculées au pas 30 minutes • Suivi du bilan financier à partir des énergies au pas 30 minutes

Afin d'avoir une bascule progressive et en cohérence avec les autres mécanismes, une stratégie a été établie au cours de la concertation.

SY2.3. Proposition de RTE pour la consultation

Les propositions d'évolutions par rapport à chaque modalité sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Sujet	Modalités actuelles	Évolutions proposées
AO capacités	• Publications sur portail services et la plateforme Transparency des résultats généraux (volumes retenus et prix) et du besoin de RTE au pas 30 min	• Adaptation des publications sur portail services et Transparency : publication des résultats généraux (volumes retenus et prix) et du besoin de RTE **au pas 15 minutes** • **Maintien** de la publication des résultats des AO sur **Regelleistung et RACOON au pas 4h et 1h**
Prescription	• Fichier PAP au pas 30 minutes • Pas de description dans les règles sur comment est calculée la prescription si le programme d'appel n'est pas constant sur 30 minutes	• Maintien de la prescription **au pas 30 minutes** • Calcul de la répartition de la prescription à partir de la **moyenne** des programmes d'appel en P0 **sur le pas 30 minutes** concerné

Notification d'échange de réserve	• Maille des NER de 30 minutes • Calcul du bilan journalier d'échanges au pas 30 minutes • Calcul de l'encours relatif aux NER au pas 30 minutes	• Passage de la granularité des NER à **15 minutes** • Adaptation du calcul du bilan journalier d'échanges au **pas 15 minutes** • Réinterrogation du processus de suivi d'encours relatif aux échanges de réserve **au pas 15 minutes**
Programmation	• Renvoi aux règles relatives au dispositif de programmation pour la programmation des services système qui permettent une programmation au pas 5', 15', 30'	• Maintien du renvoi aux règles relatives au dispositif de programmation : passage du pas de programmation, y compris sur la partie services système du quintuplet, à **5' ou 15'** • **Obligation d'avoir un programme d'appel en SSYf constant sur 15 min**
Bilans de réserve	• Calcul des bilans de réserve à la maille 30 minutes • Pour le calcul du bilan au PA, la méthode de prise en compte de programmes à une granularité inférieure à 30 minutes n'est pas spécifiée	• Passage du calcul des bilans au **pas 15 minutes** • Clarification sur la prise en compte des programmes d'appel et de marche qui peuvent avoir une granularité inférieure à 15 minutes : on considère, **sur le pas 15 minutes, la valeur moyenne du programme**
Rémunération des capacités de réglage	• Calcul de la rémunération des capacités de réglage au pas 30 minutes • Définition du PFC en €/MW/30 minutes	• Calcul de la rémunération des capacités **au pas 15 min** • Passage de la définition du PFC en **€/MW/15 min** (division par 2 par rapport au PFC en €/MW/30min)
Calcul des énergies de réglage	• Envoi des clés de répartition au pas 5 minutes au plus tard 2 minutes après la fin du Pas Demi-Horaire • Calcul des énergies de réglage totales au pas 30 minutes	• Maintien du calcul de l'énergie maille EDR et site au pas 5 minutes • Envoi des clés de répartition au pas 5 minutes au plus tard 2 minutes après la fin du **pas 15 minutes** • Calcul des énergies de réglage totales **au pas 15 minutes**
Valorisation des énergies de réglage	• Calcul de valorisation de l'énergie de réglage au pas 30 minutes	• Calcul de la valorisation de l'énergie de réglage a**u pas 15 minutes**
Indemnités	• Calcul des indemnités (au PA et au PM) au pas 30 minutes en cohérence avec le pas de calcul de bilans de réserve	• Passage du calcul des indemnités **au pas 15 minutes** en cohérence avec le pas de calcul des bilans de réserve
Abattements	• Calcul du volume abattu au pas 30 minutes basé sur les bilans de réserve avec défaillance au pas 30 minutes • Calcul de la valeur de l'abattement au pas 30 minutes	• Calcul du volume abattu **au pas 15 minutes** basé sur les bilans de réserve avec défaillance au pas 15minutes • Calcul de la valeur de l'abattement **au pas 15 minutes**

Pénalités	• Calcul des pénalités au pas 30 minutes basées sur les programmes d'appel au pas 30 minutes	• Calcul des pénalités **au pas 15 minutes** basées sur la formule d'abattement post SY_4
Correction des périmètres RE	• En cas de modèle corrigé correction de la courbe de charge au pas 10 min (règles RE) • Si applicable, correction des périmètres RE de l'énergie de réglage au pas 30 minutes	• En cas de modèle corrigé, correction de la courbe de charge **au pas 15 min** (règles RE, date pivot RE_{15}) • Si applicable correction des périmètres RE de l'énergie de réglage **au pas 15 minutes** (règles RE, date pivot RE_{15})
Versement fournisseur	• Calcul du versement fournisseur au pas 30 minutes à partir des énergies de réglage calculées au pas 30 minutes • Suivi du bilan financier à partir des énergies au pas 30 minutes	• Passage du calcul du versement au **pas 15 minutes** en cohérence avec l'évolution du pas de calcul des énergies de réglage • Réinterrogation du processus de suivi du bilan financier **au pas 15 minutes** (chantier transmécanismes)

La bascule des différents processus a été découpée en plusieurs dates pivots. Concernant les services système, 4 dates ont été établies :

Processus SSYf ou transverse	Processus autres règles	Date cible	Date pivot
Publications SSYf (énergies et capacités de réglage à l'ISP)	Ecarts RE, PA/PA agrégés filière, indicateurs équilibrage, PME pour RR-RC	1er janvier 2025	SY_{15} (anciennement date C)
Versement fournisseur	Back office MA-NEBEF	1er juillet 2024	SY_{20} (anciennement date D)
NER		Décembre 2024	SY_{22} (anciennement date A)
Back-office SSYf (valorisations, indemnités, défaillances de réglage)		1er janvier 2025	SY_{23} (anciennement date B)

Ces dates pivots sont introduites dans la version v1 des règles services système fréquence harmonisées.

SY2.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Cette proposition n'ayant fait l'objet d'aucun retour de la part des acteurs lors de la consultation, RTE maintient sa proposition initiale.

SY3. Processus d'évolution des entités de réserves (EDR)

SY3.1. Contexte

Dans le cadre de la mise en place des EDR mixtes, il est apparu nécessaire de modifier la fréquence de mise à jour des périmètres de réserve.

Un périmètre de réserve est composée d'une ou plusieurs EDR, et ces EDR peuvent être créées n'importe quel jour du mois.

Les règles MA-RE précisent que les changements de périmètre de programmation prennent effet le 1er du mois. Les EDA et les EDE ne changent également qu'un 1er du mois.

Pour la mise en œuvre des EDR mixtes, RTE doit avoir un référentiel cohérent entre les différents mécanismes. Un changement en cours de mois sur une EDR peut avoir des impacts sur le MA ou sur NEBEF.

RTE doit donc restreindre la fréquence de mise à jour de la composition en sites des EDR.

SY3.2. Proposition de RTE pour la consultation

SY3.2.1. Fréquence de mise à jour des périmètres

Composition de l'EDR en sites	Délai de prise en compte de la création (initialisation EDR)	Création	Délai de prise en compte de l'évolution du périmètre de l'EDR	Evolution
Tous les sites sont RPT et ne font que des SSYf	5 JO	N'importe quel jour du mois	5 JO avant la fin du mois	**1er jour du mois M+1**
Tous les sites sont RPT et au moins un site fait des SSYf et du MA	5 JO	N'importe quel jour du mois	5 JO avant la fin du mois	1er jour du mois M+1
Au moins un site est RPD, et tous les sites RPD font seulement des SSYf	**10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD**	**N'importe quel jour du mois M+1**	**10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD**	1er jour du mois M+1
Au moins un site RPD qui fait des SSYf et MA et/ou NEBEF	10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD	1er jour du mois M+1	10 JO avant la fin du mois M auprès du GRD	1er jour du mois M+1

A noter : Les mises à jour de volume certifié et FAT sans impact sur la composition en sites de l'EDR pourront être faits n'importe quel jour du mois.

SY3.2.2. Processus d'échange entre RTE et les GRD

Afin de simplifier et mettre en cohérence le processus de transmission des périmètres par les GRD à RTE, RTE propose de simplifier ce processus et de ne prendre en compte que le fichier de périmètre envoyé à la fin du mois, à l'image des processus de gestion de périmètres d'ajustement et d'effacement.

SY3.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Quatre acteurs se sont exprimés sur cette évolution.

De manière générale, il a été demandé que les dispositions relatives à la gestion de périmètres soient explicitées de manière plus opérationnelle en incluant une vision multi-mécanismes. RTE va donc réaliser une fiche pédagogique reprenant le processus opérationnel de déclaration des périmètres.

Concernant l'évolution proposée sur la gestion de EDR, un acteur s'est exprimé en faveur d'une simplification plus importante du processus de création des EDR RPT, aligné avec les délais en vigueur pour la réception des demandes de modifications (5 jours ouvrés avant la fin du mois, pour mise en application le 1er jour du mois suivant.)

La complexité des liens entre EDR, EDP et EDA a été mise en évidence par un acteur, notamment liée à l'impossibilité d'avoir une EDA liée à plusieurs EDP. Cette évolution est prévue dans le chapitre 2 à une date MA_7.

RTE prend note de l'ensemble de ces retours et reste sur la proposition formulée lors de la consultation.

SY4. Contractualisation de la réserve secondaire par l'appel d'offres journalier national

SY4.1. Proposition de RTE pour la consultation

Dans les règles SSYf v7, RTE a préparé la mise en place de la contractualisation de la réserve secondaire par appel d'offres journalier national. Son design a été le résultat de la concertation et de la consultation menées tout au long des années 2019 et 2020. La contractualisation des capacités aFRR par appel d'offres sur une base court terme émane de l'article 32.2 du règlement EBGL et est renforcé par le règlement Electricité qui 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 :

- A 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 standards 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.

La mise en œuvre de l'appel d'offres a été effective du 3 au 23 novembre 2021, date à laquelle il a été suspendu à la demande de la CRE pour revenir temporairement au système régulé antérieur, c'est-à-dire à une prescription régulée des producteurs disposant de capacités constructives de réglage.

Dans sa délibération du 30 juin 2022, la CRE identifie plusieurs axes à mettre en œuvre pour améliorer le fonctionnement de l'appel d'offres dont un porte sur la méthode de fixation des prix de clearing de l'algorithme de sélection des offres. Du second semestre 2022 au premier semestre 2023, les analyses menées par la CRE et RTE ont conduit à présenter deux options[5] d'évolution aux acteurs et une partie d'entre eux, préalablement au début de la présente consultation, ont eu un entretien avec la CRE. Il ressort des entretiens les constats suivants :

- dans l'hypothèse d'une reprise de l'AO à la mi-2024 il semble attendu qu'une majorité des offres remises seront symétriques, maintenant intacte la nécessité d'un traitement des surcoûts de contractualisation par l'une ou l'autre des options proposées ; les acteurs asymétriques assurent être capables de déterminer un prix d'offre si l'algorithme les y contraint, mais alertent sur le caractère hypothétique de la diminution des surcoûts pouvant être attendue via le post-processing dans un tel cas ;
- une majorité d'acteurs assure pouvoir s'accommoder d'un rapport normatif entre prix hausse et prix baisse pour les offres symétriques ; une majorité d'acteurs alerte sur le manque de lisibilité et de transparence du signal prix qu'induit l'option du post-processing, et sur les effets négatifs que cela pourrait induire : difficulté à comprendre le marché, mauvais signal à l'investissement, frein à l'entrée pour les nouveaux acteurs, risque contractuel.

La CRE a retenu l'option consistant à maintenir l'algorithme utilisé en novembre 2021, assorti de la condition de fixation d'un rapport normatif entre prix hausse et prix baisse. Le rapport normatif proposé et pour lequel les acteurs sont amenés à se prononcer lors de la consultation, est un rapport de 1 entre le prix hausse et le prix baisse, ou dit autrement le prix hausse est égal au prix baisse lorsqu'il s'agit d'une offre symétrique[6]. Si le rapport normatif n'est pas respecté par une offre symétrique, alors celle-ci ne pourra pas être acceptée. Les autres dispositions relatives à la mise en place de l'appel d'offres journalier et décrites dans les règles demeurent identiques.

La CRE considère essentiel d'assortir cette option d'une perspective de dissymétrisation des offres par les acteurs, laquelle sera postérieure à la date de réouverture de l'appel d'offres aFRR.

SY4.2. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Concernant le rapport normatif entre prix hausse et prix baisse des offres symétriques aFRR qui s'appliquera à compter de la date de réouverture de l'appel d'offres, un acteur répond qu'il est favorable à la proposition. Un autre acteur souligne que ce choix est non représentatif de la réalité économique car le rapport hausse/baisse du coût de fourniture du service dépend du prix et varie donc pour chaque heure et représente donc un signal biaisé pour les participants et investisseurs. Cependant, cet acteur ne s'oppose pas à cette proposition dans la mesure où la CRE a confirmé que les impacts de cette décision sur les prix/coûts de contractualisation ne peuvent plus être un motif suffisant à une suspension future de l'AO aFRR.

[5] Les deux options d'évolution de l'algorithme:
- l'ajout d'un post-processing à l'algorithme actuel de fixation des prix, chercher des prix à la hausse et à la baisse qui minimisent, par jour de livraison, le coût total de contractualisation, tout en s'assurant que les offres liées retenues (offres symétriques et blocs horaires) sont suffisamment rémunérées en moyenne et que les offres divisibles, asymétriques et non liées retenues bénéficient toutes d'un prix supérieur ou égal à leur offre.
- le maintien de l'algorithme actuel mais en imposant le respect d'un rapport normatif entre Prix hausse et Prix baisse pour les offres symétriques.

[6] D'autres rapports normatifs pourraient cependant être envisagés si les acteurs les jugent plus pertinents.

RTE vérifiera donc les offres symétriques d'aFRR déposées et refusera les offres symétriques dont le rapport entre prix hausse et prix baisse sera différent de 1.

SY5. Refonte de l'outil de calcul des obligations de réserves

SY5.1. Contexte

La contractualisation par obligations est utilisée comme mode secours de l'appel d'offres FCR et pour la contractualisation de la réserve secondaire en attendant la réouverture de l'appel d'offres.

L'application SI permettant le calcul et l'envoi des obligations de réserves a été remplacée par un nouveau module dans l'application RACOON depuis le 17 avril 2023. Cela a permis d'automatiser le processus et de moderniser les flux de données.

L'article des règles doit être mis à jour conformément à la nouvelle version du guide d'implémentation RACOON en vigueur.

SY5.2. Proposition de RTE pour la consultation

SY5.2.1. Clarification du calcul de l'obligation de réserve au pas demi-horaire

L'obligation de réserve est calculée au pas demi horaire en répartissant le volume total de réserve dont a besoin RTE entre les différents responsables de réserve concernés, au prorata de la production que ces derniers prévoient de réaliser à partir des groupes de production ou sites d'injection associés à une ou plusieurs unités de production synchrone disposant de capacités constructives certifiées. Les ENR et le stockage ne sont pas soumis aux obligations de réserves et le calcul restera au pas demi horaire après le passage à l'ISP15.

La production prévisionnelle est calculée en sommant les chroniques prévisionnelles de puissance active des programmes d'appel des EDP concernées. Lorsque la résolution d'une chronique de puissance active est inférieure à 30 minutes, RTE calcule la valeur moyenne des chroniques de puissance transmises pour le pas demi-horaire concerné.

Pour chaque responsable de réserve, l'obligation de réserve ne peut pas dépasser la somme des capacités marché certifiées de son périmètre de réserve mais peut être supérieure à la somme des capacités constructives.

SY5.2.2. Modernisation des flux de données

Les chroniques de puissance des EDP sont récupérées à partir des programmes d'appel déclarés dans l'application TOPASE à 12h30 et 16h30, il n'est donc plus nécessaire d'envoyer les chroniques via les fichiers PAP.

La déclaration des inaptitudes temporaires peut néanmoins toujours s'effectuer via l'envoi des fichiers PAP ou bien par API.

Enfin, les résultats sont toujours envoyés au format .csv par email et ils sont également mis à disposition par API.

Les détails techniques sont décrits dans le guide d'implémentation de RACOON.

SY5.2.3. Ajout des modes dégradés

Pour les obligations de réserves indicatives, en cas d'indisponibilité fortuite du SI lors du calcul automatique de 13h, avant 13h30 :

- Lorsqu'elles ne sont pas nulles, RTE transmet les chroniques de valeurs des obligations de réserves définitives de la veille (applicable pour la réserve secondiare ou la réserve primaire lorsque l'AO FCR n'a pas fonctionné la veille) ;
- Dans le cas contraire, RTE répartit le besoin de réserve au prorata des valeurs de capacités constructives certifiées des EDR aptes à fournir la réserve, indépendamment de la production qu'ils prévoient d'injecter et sans prise en compte des inaptitudes temporaires (applicable pour la réserve primaire lorsque l'AO FCR a correctement fonctionné la veille). Ses valeurs sont mises à jour chaque année en fonction du besoin de RTE et transmises aux responsables de réserves en décembre N-1 pour l'année N. Aucune indemnité liée à des inaptitudes temporaires déclarées mais non prises en compte ne sera facturée. RTE a ajouté cette précision au paragraphe 4.H.5.2.1.

Pour les obligations de réserves définitives :

- En cas de retard de publication des résultats des NEMOs au-delà de 17h, RTE décale le calcul jusqu'à au plus tard 18h30 ;
- En cas d'indisponibilité fortuite du SI, RTE transmet les chroniques de valeurs des obligations de réserves indicatives calculées pour le jour J ;
- Dans le cas où RTE enverrait plusieurs versions de ces obligations de réserve définitives, c'est la dernière version envoyée avant 18h30 qui doit être prise en compte.

SY5.2.4. Ouverture des inaptitudes temporaires aux responsables de réserves avec plus de 5 EDR

La déclaration d'inaptitudes temporaires est aujourd'hui réservée aux responsables de réserves disposant de moins de 5 EDR ou bien aux EDR de type hydraulique au fil de l'eau en période de crue.

Or, tous les groupes de production peuvent avoir des contraintes techniques les empêchant de pouvoir fournir des SSYf, par exemple lorsque l'unité tourne à une puissance inférieure à Pmin. Dans une telle situation, les responsables de réserves disposant de plus de 5 EDR sont incités à respecter leur obligation via d'autres EDR de leur périmètre ou via un échange de réserve. Cependant, RTE constate que cela ne fonctionne pas, le marché secondaire n'étant pas assez liquide et l'indemnité au programme d'appel pas assez incitative.

RTE propose donc d'ouvrir la déclaration d'inaptitudes temporaires à tous les responsables de réserves afin de ne pas devoir reconstituer les SSYf en temps réel engendrant une charge opérationnelle et des surcoûts. RTE rappelle que cette déclaration devra toujours s'accompagner d'une justification.

SY5.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur ne comprend pas très bien pourquoi les sites d'injection non synchrones ne sont pas concernés par la prescription. RTE rappelle que la décision de ne pas les inclure dans le calcul des obligations de réserves est issue du GT SSYf du 22/09/2022 et est motivée par le manque de recul sur la certification de ces actifs. En revanche, l'obligation de déposer aux appels d'offres s'appliquent aux sites d'injection non synchrones.

Un acteur a demandé la suppression du paragraphe 4.H.4.6.3 relatif à la procédure de relais de fonctionnement de l'appel d'offres. RTE considère nécessaire de maintenir cette possibilité pour la sécurité de l'exploitation, en cas de défaillance du SI ou de défaillance de marché signalée par la CRE.

Un acteur mentionne l'article 29 du projet de code réseau européen "Demand Response" qui prévoit que les GRT proposent au plus tard 12 mois après l'entrée en vigueur du code, une feuille de route sur le passage à 0,1 MW de la granularité des produits standard d'équilibrage. Cet acteur propose que RTE porte l'abaissement de la granularité des offres de capacités de Réserve Primaire à 0,1 MW et la durée du produit de 4h à 1h auprès de la FCR Cooperation. De plus, ce dernier souhaite que RTE permette la programmation des réserves à une granularité de 0,1 MW. Sur ce sujet, RTE fera évoluer les règles SSYf une fois que le code réseau européen "Demand Response" aura été approuvé et/ou que le code EBGL aura été amendé en prenant en compte le délai d'implémentation convenu entre les GRT de la FCR Cooperation. La réduction de la durée du produit de 4h à 1h pourra être de nouveau concertée au niveau européen lors de l'amendemant de l'article 33 du code EBGL.

SY6. Refonte de l'outil de calcul de la rémunération, des indemnités et des abattements

SY6.1. Contexte

L'application SI RECIF permet aujourd'hui de valoriser les capacités et les énergies pour les responsables de réserve sur les mécanismes de réserves primaire et secondaire.

Cette application est ancienne, et son évolutivité est aujourd'hui très réduite du fait de son obsolescence et de ses problèmes de performance. RECIF traite avec difficulté un gros volume de données au pas 30 minutes et sera dans l'incapacité de les traiter au pas 15 minutes. Afin d'apporter les évolutions demandées par le projet ISP15, l'application RECIF sera refondue dans l'application BOSS qui calcule actuellement les énergies de réglage primaire et secondaire.

La refonte de l'outil SI permet de réaliser les points suivants :

- Une remise à plat de l'ensemble des fonctionnalités actuelles.
- La modernisation de l'ensemble des flux entrants et sortants afin de les rendre plus rapides, et d'adopter les dernières technologies (API, KAFKA).
- La création des écrans IHM qui permettront de contrôler les données de valorisation calculées, et de traiter les contestations des acteurs.
- L'intégration des fiches de notification des défaillances

SY6.2. Besoins d'évolution

La refonte de l'outil RECIF modifie les processus actuels de facturation, de calcul des indemnités et d'abattements ainsi que les interactions entre RTE et les responsables de réserves.

Les modifications apportées aux règles services système fréquence ont été concertées entre septembre 2022 et juillet 2023.

SY6.3. Proposition de RTE pour la consultation

SY6.3.1. Clarification du calcul de l'indemnité liée à un déficit de services système en raison d'un ajustement sur le mécanisme d'ajustement

Les règles SSYf actuelles définissent deux bilans de réserves :

- Le bilan calculé à partir du PA ;
- Le bilan calculé à partir du programme de marche des EDP constitutives de l'EDR, excepté celles concernées par un ajustement pour motif de reconstitution des SSYf pour lesquelles le programme d'appel est utilisé.

Or, le titre de ce dernier est « Bilan de Réserve basé sur le Programme de Marche », ce qui n'est donc pas correct et crée de la confusion avec le bilan utilisé pour les abattements, calculé sur le programme de marche en totalité.

RTE propose de renommer le bilan utilisé pour le calcul des indemnités suite à un déficit de services système par « Bilan de Réserve basé sur le Programme de Marche retraité pour Indemnités ».

RTE précise par ailleurs que le programme de marche prend en compte aussi bien les ajustements spécifques que les ajustements standards réalisés sur le mécanisme d'ajustement. Ainsi, si l'acteur ne respecte pas l'interdiction de dégrader les services système suite à un ajustement standard, il est susceptible de payer l'indemnité liée à un déficit de services système.

SY6.3.2. Clarification du calcul des abattements et remplacement des pénalités à partir de la date SY_5 :

Le calcul des abattements a été détaillé pour clarifier la méthode de calcul. La notion de bilan de réserve avec défaillance a été introduite dans un article dédié. Cet article a été ajouté dans l'article relatif au contrôle de performance afin de relier au mieux les différentes notions.

Le nouvel article a été structuré en trois parties :

- La définition de la part de réglage indisponible pour une entité de réserve : cette partie explicite la part de réglagle indisponible quand plusieurs performances sont en écart pour un même type de réglage.
- La détermination de la contribution défaillante : cette partie définit le calcul de la contribution défaillante avant et après la date SY_5.
- Le calcul du bilan de réserve avec défaillance : cette partie reprend la définition présente dans les règles SSYf en la clarifiant par une formule.

La deuxième partie sur la contribution défaillante permet de clarifier que la majoration s'appliquant à partir de la date SY_5 s'effectue au niveau de l'EDR et non au niveau de l'abattement. La majoration de la contribution défaillante dépend de la date de défaillance de réglage de l'EDR, qui correspond à la date la plus ancienne de début d'une défaillance encore active de l'EDR lors du calcul. Les seuils établis entre cette date et la date de calcul sont de 1 ans, 3 ans et 5 ans. Ainsi, à partir de la date SY_5, la notion de pénalité n'a plus lieu d'être car le calcul de l'abattement prendra en compte la majoration de la contribution défaillante par EDR.

RTE propose de notifier la date SY_5 au 1er janvier 2025 et de réinitialiser toutes les dates de début de défaillance au 1er janvier 2025.

Pour illustrer la démarche de calcul, des exemples de calculs de contribution défaillante sont proposés ci-dessous.

Considérons une EDR composée de 3 EDP, défaillante à 25% sur le réglage primaire à la hausse. La défaillance a débutée le 10 janvier 2025. La contribution défaillante est calculée pour le pas 00 : 00 – 00 : 15 du jour J.

Les réserves au programme de marche des EDP, sur le pas 15 minutes considéré, sont respectivement (chroniques au pas 5 minutes) :

- EDP n°1 : 10 ; 10 ; 15 (MW)
- EDP n°2 : 12 ; 12 ; 12 (MW)
- EDP n°3 : 5 ; 8 ; 6 (MW)

Le programme de marche de l'EDR est alors (27 MW ; 30 MW; 33 MW)

Cas n°1 : calcul au jour J < 10 janvier 2026 avec la défaillance encore active

$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\ (27; 30; 33) * 25\% = 30 * 0{,}25 = 7{,}5\ MW$$

Cas n° 2 : calcul au jour J compris entre le 11 janvier 2026 et le 10 janvier 2028 avec la défaillance encore active

$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\ (27; 30; 33) * 100\% = 30 * 1 = 30\ MW$$

Cas n° 3 : calcul au jour J compris entre le 11 janvier 2028 et le 10 janvier 2030 avec la défaillance encore active

$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\ (27; 30; 33) * 300\% = 30 * 3 = 90\ MW$$

Cas n° 4 : calcul au jour J > 11 janvier 2030 avec la défaillance encore active

$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\ (27; 30; 33) * 500\% = 30 * 5 = 150\ MW$$

Si la contribution défaillante de cette EDR induit un bilan de réserve avec défaillance négatif au niveau du périmètre de réserve, alors un abattement s'appliquera.

SY6.3.3. Suppression de la réduction d'indemnité

Comme présenté lors du GT SSYf du 12 mai 2022, RTE considère le mécanisme de réduction d'indemnité obsolète pour les raisons suivantes :

- Ses cas d'application vont tendre à disparaitre avec le passage en contractualisation par appel d'offres pour la réserve primaire et la réserve secnodaire ;
- Il n'est quasiment pas utilisé ;
- Il renvoie la mauvaise incitation car il peut inciter les acteurs à ne pas déclarer un fortuit avant 16h30 et le critère de HLAR n'est pas adapté au cas du jour similaire où les résultats sont définis à 9h en J-1 et ne se basent pas sur les programmes prévisionnels envoyés en J-1 ;
- Le fonctionnement opérationnel est lourd avec l'envoi d'un fichier d'indisponibilités du RR vers RTE et deux calculs d'indemnités (avant et après intégration du fichier indispo) ;
- Le fichier d'indisponibilités est difficilement contrôlable par RTE, vérifier chaque cas serait très chronophage.

RTE propose donc de supprimer la mécanisme de réduction d'indemnités et de ne conserver que le mécanisme de suspension.

SY6.3.4. Décorrélation des dates pivots d'évolution des formules d'indemnités et d'abattements pour la réserve primaire et secondaire

Afin de ne pas retarder la mise en cohérence des formules d'indemnités et d'abattements pour la réserve primaire, il est proposé de supprimer les dates pivots SY_3 et SY_4 et de mettre en œuvre les nouvelles formules à l'entrée en vigueur des prochaines règles pour la réserve primaire et lors de la réouverture de l'appel d'offres pour la réserve secondaire.

SY6.3.5. Evolution du processus de facturation

Le processus d'échange des données pour la facturation a été mis à jour avec le développement du nouvel outil de calcul back-office SSYf. A partir de la date de bascule SY_{23}, les fichiers mensuels et trimestriels ne seront plus envoyés par messagerie électronique aux responsables de réserves. Deux API ont été développées pour transmettre les fichiers (une pour les relevés mensuels, une pour les relevés trimestriels) et ils seront aussi téléchargeables en format csv sur le portail services de RTE.

Les relevés mensuels sont les suivants :

- Fichier ou ressource API de participation : données suivantes au pas 5 minutes pour les EDP constituant les EDR du responsable de réserve
    - PM hausse et baisse en MW
    - PAJ hausse et baisse en MW
    - PAJHF hausse et baisse en MW
- Fichier ou ressource API de valorisation : données suivantes au pas 15 minutes pour le responsable de réserve
    - Engagement de FCR en MW, prix capacité de FCR en €/MW, mode de contractualisation FCR (AO / obligation)
    - Rémunération capacité FCR en €
    - Energie FCR hausse et baisse en MWh
    - Rémunération énergie FCR hausse et baisse en €
    - Engagement aFRR hausse et baisse en MW, prix aFRR hausse et baisse en €/MW, mode de contractualisation aFRR : AO / jour similaire / Obligation
    - Rémunération capacité aFRR hausse et baisse en €
    - Energie aFRR hausse et baisse en MWh
    - Rémunération énergie aFRR hausse et baisse en €
    - NER total hausse et baisse en MW, pour la FCR et l'aFRR
    - Somme des PAJ, PAJHF, PM et PM retraités pour indemnité hausse et baisse en MW, pour la FCR et l'aFRR
    - Bilans au PAJHF, PAJ, PM, pour indemnité PM hausse et baisse en MW, pour la FCR et l'aFRR

- IEPH, IEPB, indemnité au PA totale en €, pour la FCR et l'aFRR
- Volumes V à la hausse et à la baisse en MW, pour la FCR et l'aFRR
- Indemnités au PM à la hausse et à la baisse en €, pour la FCR et l'aFRR

- Fichier ou ressource API de facturation : données par mois et par type de réserve pour le responsable de réserve
  - Somme des rémunérations de capacité RP, RS hausse et baisse en €
  - Somme des rémunérations d'énergie RP et RS, hausse et baisse en €
  - Total des rémunérations en €
  - Somme des indemnités au PA RP et RS en €
  - Somme des indemnités au PM RP et RS, hausse et baisse en €

Les relevés trimestriels sont les suivants :

- Fichier ou ressource API de défaillance EDR : données de suivantes au pas 15 minutes par journée et type de réserve pour toutes les EDR du responsable de réserve
  - PM hausse et baisse en MW
  - Défaillances hausse et baisse en MW
  - Versions des fiches d'écart concernées
- Fichier ou ressource API de défaillance acteur : données suivantes du responsable de réserve pour un trimestre
  - Listes des fiches d'écart avec leurs information (version, code EDR, réglage concerné, code écart, ...)
- Fichier ou ressource API des abattements : données suivantes par pas 15 minutes, par journée et par type de réserve du responsable de réserve pour un trimestre
  - Engagement de capacité FCR en MW, prix de capacité en €/MW et mode de contractualisation : AO / obligation
  - Rémunération de capacité FCR en €
  - Engagement de capacité hausse et baisse en MW, prix de capacité hausse et baisse en €/MW et mode de contractualisation : AO / jour similaire / obligation
  - Rémunération de capacité hausse et baisse en €
  - NER total FCR et aFRR hausse et baisse en MW
  - Somme des PM FCR et aFRR (moyenne sur 15 min) hausse et baisse en MW
  - Somme des défaillances FCR et aFRR hausse et baisse en MW
  - Bilan de réserve au PM sans défaillance FCR et aFRR hausse et baisse en MW
  - Bilan de réserve au PM avec défaillance FCR et aFRR hausse et baisse en MW
  - Volume abattu FCR et aFRR hausse et baisse en MW
  - Coefficient a

- Abattement total FCR et aFRR en €

SY6.3.6. Mise à jour des modèles de fiches concernant les défaillances de réglage et les indisponibilités supérieures à 60 jours

A partir de la date SY_{23}, les fiches de notification de défaillances seront réalisées par RTE dans le nouvel outil de gestion du back-office SSYf. Le modèle a alors été mis à jour :

- Suppression de données obsolètes : n° de dossier, URSE, code du groupe, responsable de programmation, impact sur la rémunération
- Nouvel affichage des défaillances avec une part de réglage indisponible baisse/hausse et un nombre de période illimité
- Simplification du suivi des échanges entre le responsable de réserve et RTE : description de l'écart, acceptation ou non par le RR, commentaires sur la date prévisionnelle de mise en conformité, commentaires sur la date réelle de mise en conformité.

SY6.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Un acteur a proposé de renommer « Bilan de Réserve basé sur le Programme de Marche retraité pour Indemnités » en « Bilan Dégradation SSy sur activation MA ». RTE propose plutôt « Bilan de Réserve pour l'indemnité de dégradation des SSYf sur activation MA » pour être cohérent avec les choix pris avec les acteurs pour le développement du futur outil des calculs back-office SSYf.

Un acteur a demandé pourquoi le bilan de réserve avec défaillance utilisait le programme de marche et non un PM retraité comme pour l'indemnité pour dégratation SSYf. Ce choix est justifié car l'abattement est calculé sur le volume abattu et non le Bilan de Réserve avec Défaillance directement. Le volume abattu est calculé pour ne considérer que la part du réglage en défaillance due à l'acteur et non à RTE. RTE propose l'exemple ci-dessous.

Exemple de calcul de volume abattu sur un pas demi-horaire où l'entité réalisait un ajustement pour cause SSYf et de la FCR :

- Contractualisation à l'AO FCR : 10 MW
- Valeur du PA : 10 MW
- Conséquence de l'ajustement RTE : - 2 MW

La valeur du PM est alors de 8 MW. Le bilan de réserve au PM vaut alors

$$BR_{PM} = -engagement + PM = -10 + 8 = -2\ MW$$

L'EDR est défaillante à 50% depuis moins d'un an. Sa contribution défaillante est égale à

$$C_défaillante_{EDR} = moyenne\left(\sum_{EDP\ de\ l'EDR} PM\right) * \%RI_{EDR} = 8 * 50\% = 4\ MW$$

Et le bilan de réserve avec défaillance :

$$BR_{Défaillance} = BR_{PM} - \sum_{EDR\ du\ RR} C_{défaillante_{EDR}} = -2 - 4 = -6\ MW$$

On obtient le volume abattu suivant :

$$V_{Abattu} = min(max(0\ ;\ -(-6))\ ;4) = \min(6;4) = 4\ MW$$

L'abattement sera bien calculé sur la base de la contribution défaillante dans ce cas, en ne prenant pas en compte le bilan de réserve basé sur le PM, qui est négatif à cause de l'action de RTE. Le schéma ci-dessous illustre la base du calcul du volume abattu. Le reste des écarts entre le programme et l'engagement est soumis aux indemnités.

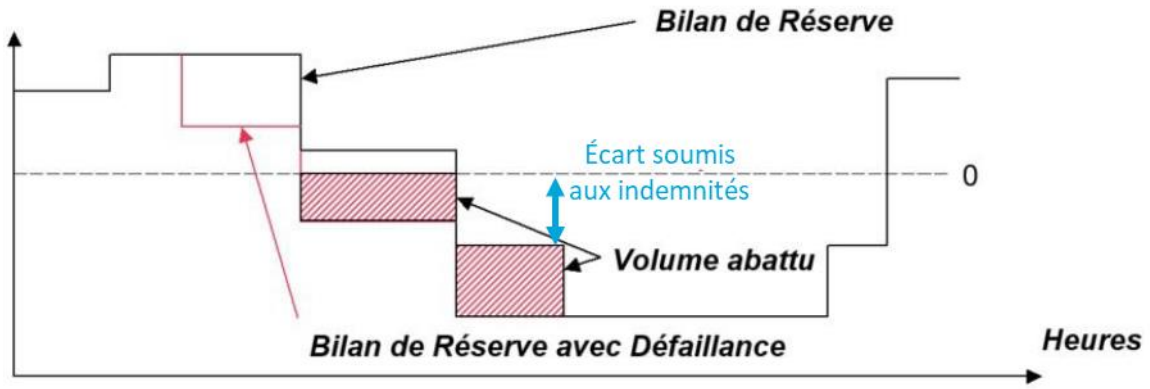


Figure 16 : schéma illustrant la base de calcul du volume abattu

SY7. Sortie de l'expérimentation relative à l'utilisation de sous-mesures, rebaptisées sous-télémesures

SY7.1. Contexte

L'utilisation de la sous-mesure pour une site est inscrit comme cadre expérimental dans les règles SSYf v7.1. L'expérimentation consiste à ce que la télémesure transmise à RTE ne couvre pas le périmètre intégral du site. Celle-ci ne couvre alors que le ou les processus à partir desquels les services système sont fournis.

SY7.2. Besoin d'évolution

Dans les processus de raccordement RPT, une télémesure qui ne couvre que le ou les processus à partir desquels les services système sont fournis peut déjà être implentée quand cela est nécessaire. Cette télémesure permet d'isoler le signal de puissance permettant de contrôler les services système. Dans le cas d'un raccordement RPD du site réalisant des services système, derrière le même point de livraison qu'un autre site, le signal de puissance peut être pertubé de même. RTE a alors besoin d'une télémesure au niveau du processus à partir desquels les services système sont fournis. Le fait de conserver un cadre expérimental est alors requestionné.

En phase de concertation relative à cette disposition transitoire est aussi apparu le besoin de clarifier le terme « sous-mesure ». La confusion a deux origines :

- D'une part dans le fait que la notion de Site dans les règles de marchés SSYf est définie par le compteur ou le décompte tandis que celle de « Site» en raccordement est définie au point de livraison. Il y a eu une confusion entre ces deux notions. En pratique, la sous-mesure est bien utilisée lorsque que la télémesure ne couvre pas le périmètre du site au sens raccordement. Une illustration est présente dans la Figure 17 :

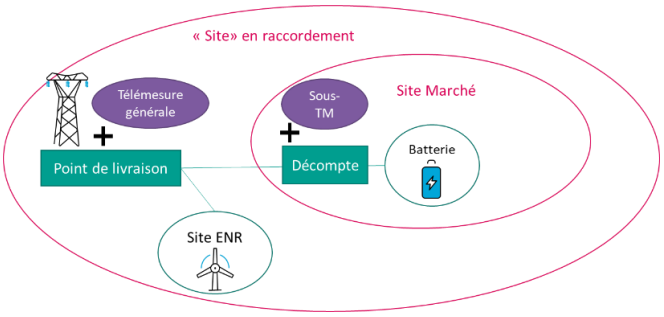


Figure 17 : cas d'utilisation de sous-télémesure

- D'autre part dans le réemploi du terme « sous-mesure », utilisé dans les règles NEBEF-MA et attaché à des notions liées au comptage.

SY7.3. Propositions de RTE pour la consultation

Dans le contexte de l'harmonisation des règles de marchés, le terme « sous-mesure » pour les règles services système fréquence est renommé « sous-télémesure » pour marquer la différence avec celui de « sous-mesure » des règles MA et NEBEF.

De plus, RTE enterrine dans les règles la mise en place systématique de la sous-télémesure lorsque cela est nécessaire pour assurer l'observabilité, dans l'article 4.F.2.4.2. Celle-ci sort alors du cadre expérimental. Une justification d'absence de contre-réglage lorsque des limitations d'accès au réseau sont présentes, accompagne cette disposition. Les exigences sur la constatation par RTE de l'amélioration de la qualité de l'estimation des triplets [P0, K, Pr], la conclusion de l'impossibilité d'estimation des triplets par la mesure au niveau du site ainsi que la constatation de la fourniture du service à partir de la mesure au niveau du site ont été retirées.

SY7.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Les GRD proposent d'ajouter une date pivots pour la transmissions des données complémentaires au contrôle, dans le cas des données de comptage. Ils proposent aussi d'ajouter des propriétés de l'accord site présent dans le Chapitre 2 des règles de marché. Or aucun accord entre le site et le responsable de réserve n'est prévu dans les règles SSYf pour tous les types de sites. Les modifications du texte doivent alors être concertées avant de pouvoir être ajoutées aux règles SSYf. RTE refuse la proposition pour la v1 mais l'intègrera dans la concertation de la prochaine version des règles.

Un acteur demande à définir les nominations « télémesures » et « sous-télémesure ». Ces termes désignent une typologie de données télécom échangées entre RTE et les acteurs. RTE renvoie alors au cahier des charges téléconduite où les caractéristiques de ces données sont décrites.

Un acteur demande à instruire le sujet du lien contractuel entre le responsable de réserves et le détenteur de la télémesure du site de tête. La transmission de cette télémesure est une exigence de raccordement dans le cas d'un raccordement au RPT. Pour un raccordement au RPD, l'acteur doit suivre les exigences d'observabilité en vigueur. Le responsable de réserve doit alors suivre les consignes correspondant à sa situation. Il est de sa responsabilité de s'y conformer.

Un acteur demande si la sous-télémesure doit être conforme à l'article 4.7 de la DTR. RTE a alors précisé que la sous-télémesure est bien une télémesure, donc doit être conforme à la DTR.

SY8. Evolution des modalités de certification des EDR diffuses

SY8.1. Contexte

La disposition transitoire 4.S.6 des règles SSYf relative à l'expérimentation sur l'évolution de la composition d'une entité de réserve diffuse indique que RTE peut demander une recertification de l'EDR dans les 2 cas suivants :

- À chaque MW de réserve supplémentaire
- Le nombre total des sites ajoutés et/ou retirés est supérieur à 10% du nombre de sites initial en cumulé

Lorsqu'il y a un changement des modalités de pilotage, une recertification est obligatoire.

SY8.2. Besoin d'évolution

Dans le cadre d'une EDR diffuse, les évolutions de périmètre sont souvent plus grandes que 10% lors d'augmentation de portefeuille et elles entrainent une augmentation de plus d'1 mégawatt. Elles peuvent aussi être thermosensibles. Dans ce cas, la réserve qu'elles peuvent fournir varie en fonction de la température.

Afin de fluidifier les processus de recertification et ne pas engorger les acteurs et RTE de nombreux traitements de dossiers, une adaptation de la procédure actuelle a été présentée lors des GT de 2023.

SY8.3. Proposition de RTE pour la consultation

Lors des certifications actuelles, RTE peut délivrer des PV d'aptitudes avec certaines réserves. Une procédure délivrant une certification sous réserve destinée aux EDR diffuses a alors été construite en prenant en compte les contraintes des acteurs.

Pour être éligible à cette certification sous-réserve, les conditions à remplir sont les suivantes :

- L'EDR est une EDR diffuse
- Elle fait évoluer son périmètre de plus de 10% en nombre de sites.
- Elle a obtenu une première certification (minimum 1 MW) telle que définie dans l'article 4.G des règles SSYf
- Les modalité de pilotage sont inchangées.

Une EDR qui respecte ces conditions peut alors demander une certification pour une réserve entre 1 MW et le maximum entre sa réserve actuellement certifiée augmentée de 5 MW (en convention symétrique) ou le double de sa réserve certifiée. La procédure suivante s'applique :

- Etape 1 : le responsable de réserve décrit les processus de régulation mis en œuvre pour la fourniture de réserve et établit les performances de l'entité de réserve en fournissant des données déclaratives sur ses caractéristiques techniques (étape 1 des trames). Le responsable de réserve indique aussi l'évolution de son nombre de clients dans la fiche d'information n°1.
- Etape 2 : une fois que l'étape 1 est validée, l'EDR peut alors participer au marché et programmer la réserve demandée dans la certification sous réserve. La configuration de l'EDR est inchangée par rapport aux certifiations générales.

Le responsable de réserve doit ensuite réaliser tous les essais de certification (étape 2 des trames). Pour cela, il a un délai de 2 mois à partir du moment où il programme un volume supérieur à sa certification intiale. Ce délai est réduit à 2 semaines s'il programme pendant au moins 8h une valeur de réserve permettant de réaliser les essais (réserve demandée ou 70% de celle-ci en cas de thermosensibilité).

Si un écart de performance est détecté avant la réalisation des essais, RTE peut retirer le PV d'aptitude sous réserve de l'EDR.

Une fois les essais réalisés, le responsable de réserve a deux semaines pour transmettre le dossier à RTE.

Si les essais sont validés, RTE lève les réserves du PV d'aptitude de l'EDR. A l'inverse, RTE retire le PV si les essais ne sont pas réussis.

Lors de cette étape, le responsable de réserve peut réaliser des essais pour une réserve inférieure à son PV d'aptitude sous réserve. Si ceux-ci sont validés, il obtiendra alors un PV d'aptitude pour le nombre de MW réalisés et non celui indiqué sur son PV d'aptitude sous réserve.

Cette procédure est applicable pour les deux types de réglage :

- Primaire à l'entrée en vigueur des règles SSYf v1 harmonisées
- Secondaire dès l'hiver 2023 – 24

Exemple d'application du processus :

Un responsable de réserve disposant d'une EDR diffuse thermosensible certifiée pour 3 MW de réserve remplissant les conditions d'éligibilité pourra demander une certification sous réserve pour cette EDR, pour une valeur finale de réserve comprise entre 4 MW à 8 MW.

En supposant que le responsable de réserve choisisse de demander une certification sous réserve de 8 MW pour cette EDR, dans un premier temps, le responsable de réserve envoie les fiches d'information n°1 et 2 et la fiche simulation n°1. Son dossier est transmis le 10 octobre.

RTE étudie le dossier et le valide quand il est conforme, le 25 octobre. Le responsable de réserve peut alors programmer jusqu'à 8 MW dès le 27 ou 28 octobre. Étant donné la taille de son périmètre en cours et des conditions extérieures, le responsable de réserve programme moins de 3 MW jusqu'au 4 novembre et programme 4 MW le 5 novembre. Les essais doivent donc être réalisés au plus tard le 5 janvier.

La programmation atteint 6 MW le 29 novembre pour seulement 2h dans la journée. Les 6 MW sont programmés sur 8 heures le 9 décembre. Les essais doivent alors être réalisés avant le 23 décembre et le rapport envoyé avant le 6 janvier. Le rapport est envoyé le 4 janvier. RTE le valide le 11. L'EDR est alors certifiée le 11 janvier pour 8 MW.

Dans le cas où il ne ferait pas assez froid, le responsable de réserve pourrait ne pas atteindre 6 MW mais seulement 5 MW de réserve. Il peut alors réaliser les essais et RTE lui délivrera un PV d'aptitude de 7 MW.

SY8.4. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Deux acteurs ont partagé leur accord avec la proposition de RTE de simplification des recertifications des EDR diffuses. Un acteur souhaite que ce cadre soit aussi ouvert aux autres EDR. RTE a communiqué en GT que ces simplifications étaient motivées par des contraintes spécifiques aux EDR diffuses, donc restreintes à ces dernières.

Un acteur a demandé à ajouter un critère basé sur la capacité marché de l'EDR dans le cadre de modification sans recertification. La valeur proposée est de 3 MW en cohérence avec le code « Demand Response ». RTE considère que la simplification proposée avec la « certification sous réserve de réalisation des essais » permet de répondre à la demande.

Un acteur a proposé des modifications dans le processus de validation de l'étape 1 puis les modalités pour réaliser les essais. Il propose d'ajouter des délais de traitement des dossiers par RTE, d'expliciter que le responsable de réserve peut programmer plus que sa capacité initiale, de préciser les essais en mentionnant le test 8h et de mentionner la majoration des EDR thermosensibles. RTE accepte d'ajouter le détail de la programmation supérieure à la capacité initiale. Par soucis d'équité de traitement entre les filières, RTE ne s'engage pas sur des délais spéciaux de traitement des dossiers. RTE n'ajoute pas les notions de test 8h ni le caractère thermosensible car elles sont déjà intégrées dans le processus avec les trames de certification.

SY9. Participation des sites soumis à limitation aux services système

SY9.1. Contexte

Un site souhaitant être raccordé au réseau peut se voir proposer une offre de raccordement présentant des limitations. Cela signifie que, dans certaines conditions, notamment en lien avec la production et la disponibilité des ouvrages, le site pourrait voir son injection et/ou son soutirage limité. Cette offre a l'intérêt de proposer un raccordement plus rapide et économique qu'un raccordement neuf.

Les règles SSYf v7.1 n'autorisent pas la participation de sites soumis à limitation aux services système fréquence, notamment via ce paragraphe :

5.2 Critères d'aptitude

«Critères d'Aptitude concernant le Réglage Primaire de fréquence […] :

La réponse instantanée théorique attendue de l'Entité de Réserve peut être limitée à la hausse (respectivement à la baisse) par la capacité de Réglage Primaire à la hausse (respectivement à la baisse) figurant au Programme de Marche de l'Entité de Réserve (en lien avec l'écrêtage indiqué à l'article 4.2.2) ; […]

La réponse en puissance, à la hausse ou à la baisse, doit pouvoir être maintenue sans limitation de durée en Etat Normal[1] ***du réseau.***

[1]***Etat Normal du réseau*** *:*

« Situation dans laquelle le réseau se situe dans les limites de sécurité d'exploitation dans la situation N (situation dans laquelle aucun élément du ***réseau de transport n'est indisponible à la suite d'un aléa) et après la survenue d'un aléa figurant sur la liste des aléas, compte tenu de l'effet des actions correctives possibles. »***

Plusieurs acteurs ont remonté à RTE le besoin d'assouplir les règles services système afin de dégager un gisement de réserve supplémentaire.

SY9.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE souscrit à la proposition des RR et propose une ouverture de la participation aux services système des sites soumis à limitation sous forme de disposition transitoire. Cette ouverture concerne tous les moyens technologiques, dans le respect des dispositions de la DTR, la FCR comme l'aFRR, le RPT comme le RPD (soumis à l'accord du GRD concerné).

Dans la convention de raccordement d'un Site, est indiqué un volume estimatif d'heures de limitation. Afin de maîtriser les impacts que cette ouverture a sur l'exploitation du système électrique, RTE propose de n'ouvrir la participation qu'aux sites soumis à limitation au plus 3000h par an, limitations à l'injection et au soutirage confondues.

En cas d'ordre de limitation reçu en temps-réel :

1. L'acteur la prend en compte en modifiant sa puissance injectée ou soutirée ;
2. La limitation est tracée comme une contrainte technique (SSYf = 0) dans le SI de RTE.
3. L'acteur redéclare son programme d'appel SSYf à 0 à la hausse comme à la baisse au prochain guichet de programmation ;

La conséquence sur le bilan de réserve au Programme d'Appel du Responsable de Réserve est comme suit :

- Si le site a été informé de la limitation au moins 2h avant que celle-ci ne débute, le bilan de réserve au PA de l'acteur est impacté dès la première minute de limitation ;
- Sinon, le responsable de réserve est insensibilisé de l'effet de la limitation sur son bilan au PA pendant la durée du délai de neutralisation.

La participation aux services système pour les unités soumises à une obligation de capacité constructive au titre des services système fréquence bénéficiant d'une offre de raccordement avec limitation est autorisée. Les conditions qui s'appliquent sont les mêmes que pour une unité non soumise à une obligation de capacité constructive au titre des services système fréquence.

Ces principes sont susceptibles d'être révisés dans le cadre d'un retour d'expérience. Ce retour d'expérience sera réalisé une fois que suffisamment de capacités sous limitation auront été certifiées et activées.

Ces modalités sont renseignées dans l'article 4.S.7 du chapitre 4.

SY9.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Les retours reçus en consultation sont de différentes natures :

- Sur l'interdiction de participer aux Services Système Fréquence dès lors qu'une limitation a démarré. Sur ce point RTE a réaffirmé la nécessité de cette interdiction a minima dans un premier temps et ce afin d'assurer une traçabilité juste.
- Sur la redéclaration du Programme d'Appel suite au début de la limitation, les conséquences de l'absence de redéclaration ont été explicitées aux acteurs ;

- Sur le retour d'expérience à réaliser, il a été demandé à RTE de réaliser un REX dans les 3 mois après la certification du premier projet sous à limitation préventive. Vu de RTE, un REX nécessite une durée plus longue ainsi que plusieurs projets pour être représentatif, aussi aucune durée n'est proposée dans les règles ;
- Sur l'extension des dispositions ci-dessus à tout type de limitation, RTE a répondu en indiquant que la participation des sites soumis à des limitations curatives était déjà autorisée et que par conséquent ce paragraphe ne pouvait s'appliquer à de tels sites.

SY10. Evolution de l'annexe 4

SY10.1. Contexte

L'annexe 4, 4.A4, des règles services système fréquence liste les entités de réglage de chaque reponsable de réserve.

Avec l'appartition de nouveaux moyens (batteries, diffus, etc.), le format de ce document partagé entre le RR et RTE a évolué avec les réalités opérationnelles.

SY10.2. Proposition de RTE pour la consultation

RTE a enrichi l'annexe 4 des informations suivantes :

- Détails sur le GRD et informations à la maille site (code EIC GR, code site (décomptes ou PRM), type, filière, puissance installée, adresse, code postal, poste source)
- Informations portant sur l'avancement de la mise en place de l'observabilité et les libellés des téléinformations

RTE propose d'annexer aux règles services système la version actuellement utilisée par la plupart des nouveaux acteurs.

Les acteurs utilisant la trame actuellement annexée pourront basculer à leur rythme sur le nouveau format.

SY10.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Trois acteurs ont demandé des explications sur les nouveaux champs ajoutés.

Les nouveaux champs sont à renseigner tel qu'explicité ci-dessous :

- Code EIC GR: Code EIC du GRD de raccordement
- Type: injection/soutirage/stockage
- Code SITE (DECOMPTES ou PRM) / Filière / Puissance installée (MW) / Adresse / Code POSTAL : intitulé explicite
- "Poste source" : donnée échangée entre le RR et RTE qui permet de définir la localisation du site. Ce champ n'est à renseigner que pour le RPT et par le RR.

- "TM du site" et "TM EDR" : il s'agit des libellés génériques qui s'appliqueront à toutes les TM resp. du site ou de l'EDR (*P.PROD, SOC.EDR, TM PC, TM F.PROD*...). Ce libellé générique est défini entre le RR et RTE au travers de la fiche navette au moment de la configuration de l'EDR dans la téléconduite.
- "Etat des TM" : permet de connaître le statut d'avancement de la configuration des TM dans le circuit téléconduite. Les valeurs à renseigner sont définies en lien avec le commercial : *demande de création envoyée / fiche navette envoyée / essais programmés / demande non initiée / TM créée*.

SY11. Evolutions de l'annexe 12

SY11.1. Contexte

L'annexe 12, 4.A12, des règles services système fréquence rassemble les éléments techniques permettant de certifier les EDR des responsables de réserves. Les données qu'elle contient peuvent être amenées à évoluer, par réglementation, retour d'expérience, maintien temporel, etc. RTE met alors à jour les différents éléments de la trame concernés par ces évolutions.

SY11.2. Proposition de RTE pour la consultation

SY11.2.1. Mise à jour des simulations et conditions sur les essais

Les simulations de la fiche simulation n°1 portaient sur des périodes de 2015 à 2018. Les exigences ont été revues sur des périodes de 2019 à 2021 afin d'avoir des données actualisées.

La durée des paliers était imposée pour les tests 2.a et 2.b de cette fiche. Ces seuils ont été retirés pour laisser la liberté de les fixer au responsable de réserve, suivant le dimensionnement de son EDR.

Concernant le mode LFSM, le principe général est qu'il est prioritaire sur le FSM et le mode réserve. Afin de tester le mode réserve, le mode LFSM doit donc être désactivé. Cette clarification a été apportée dans la fiche simulation n°1 au test 3 ainsi que dans la fiche essai n°2 aux essais 1 bis et 2.

SY11.2.2. Intégration d'un attestation sur la représentativité des essais

L'étape de certification analyse le comportement de l'EDR pour valider son usage en exploitation.

RTE a alors proposé de concrétiser la validité de la représentativité des essais dans une attestation, disponible en annexe de la « Trame de certification de l'aptitude au reglage primaire de frequence ». Cette attestation indique d'une part que l'ensemble des essais ont été réalisés dans les conditions qui seront effectivement mises en œuvre en exploitation. Elle permet d'intégrer d'éventuels écarts avec leur justification. D'autre part elle indique qu'en cas de modification par rapport aux conditions lors de la certification, une déclaration sera faite à RTE et le besoin d'une recertification (totale ou partielle) de l'EDR sera étudié entre RTE et le responsable de réserve.

L'attestation sera signée par le responsable de réserve.

SY11.2.3. Modification des exigences sur les capteurs de mesure pour les EDR diffuses

RTE a reçu plusieurs demandes pour certifier des EDR diffuses. Un travail sur les exigences de capteurs de mesure a alors pu être mené.

Actuellement, RTE exige que les capteurs de mesure utilisés pour l'établissement des télémesures aient une précision au moins égale à 0,5 % (classe 0,5) dans les conditions fixées par la norme NF EN 60688 et ses additifs de 1999 et 2001.

Le retour d'expérience a permis d'établir que, dans le dans le cas d'une agrégation diffuse, l'exigence de précision de 0,5% s'applique à la maille de l'EDR. Le responsable de réserve peut démontrer que l'utilisation de capteurs de classe supérieure peut assurer une précision 0,5% à la maille EDR.

Pour que la démonstration soit valide les capteurs individuels doivent bien avoir une classe certifiée en suivant les conditions suivantes :

- Les essais de type sont acceptés : la performance doit être démontrée sur un échantillon de tête de séries pour chaque modèle
- Les essais doivent être réalisés par un laboratoire accrédité : le nom et l'accréditation du laboratoire doivent être communiqués à RTE dans le dossier de certification
- Les essais doivent démontrer la classe de précision selon la norme 62053-21
- La demonstration de l'atteinte d'une precision de 0,5% à la maille EDR doit être faite dans le dossier de certification

Ces modifications ont été apportées dans la partie 4.A12.6 de la trame ainsi que dans la fiche d'information n°1.

SY11.2.4. Description de la gestion entre MA et SSYf pour les EDR mixtes

Dans le cadre des EDR mixtes, la description de la gestion entre les deux mécanismes de marché MA et SSYf a été ajoutée dans la fiche d'information n°1.

SY11.2.5. Modification du critère de tenue de 15min de FCR en cas d'État d'Alerte ou d'État d'Urgence (mise à jour de forme entre la consultation et la saisine)

La trame de certification au réglage primaire impose qu'en cas d'état d'alerte ou d'état d'urgence du réseau, l'EDR doit pouvoir maintenir une activation complète de FCR pendant une durée de 15 minutes. Le critère actuellement en vigueur pour garantir cette exigence est la définition des niveaux de stocks fixes SoC_{inf} et SoC_{sup} définis dans la Figure 18 :

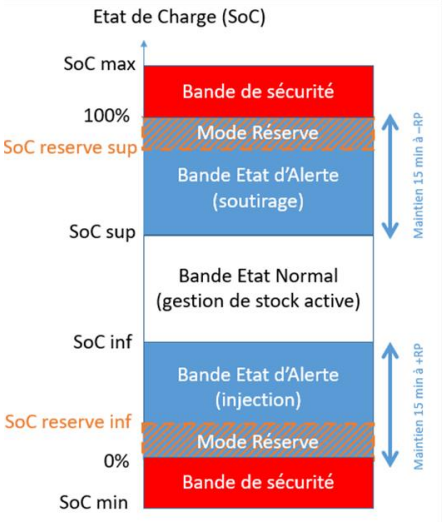


Figure 18: illustration des niveaux de stocks fixes garantissant le critère de tenue de 15 minutes de FCR

Ce critère avait été décidé en prenant l'hypothèse que la puissance de consigne de la batterie était faible par rapport à la réserve primaire.

Cependant, RTE a reçu des demandes de dossiers FCR avec des variations de puissance de consigne non négligeable par rapport à la réserve primaire. RTE a alors constaté que le service FCR pouvait être tenu moins de 15 minutes (hors mode réserve) à cause d'une puissance de consigne défavorable, tout en respectant le critère des SoCinf et SoCsup.

RTE propose alors de remplacer les notions SoC_{inf} et SoC_{sup} par le couple d'indicateurs temporels suivants (en convention « production ») :

$$T_{tenueFCR_inf} = \frac{(SoC(t) - SoCminfullpower) * E_{totale}}{|RP| - P_c(t)}$$

$$T_{tenueFCR_sup} = \frac{(SoCmaxfullpower - SoC(t)) * E_{totale}}{|RP| + P_c(t)}$$

Où :

- $SoCminfullpower$: état de charge à partir duquel la batterie ne peut plus injecter sa puissance maximale.
- $SoCmaxfullpower$: état de charge à partir duquel la batterie ne peut plus charger sa puissance maximale
- E_{totale} : l'énergie totale de la batterie
- $SoC(t)$: l'état de charge de la batterie à l'instant t
- RP : la réserve primaire
- $P_c(t)$: la puissance de consigne
- t : le temps

Le numérateur de ces indicateurs vise à mesurer l'énergie disponible à Pmax à la baisse et à la hausse. Le terme peut être adapté par l'acteur pour coller à la convention retenue (ex : SoC calculé sur l'énergie utile) après justification.

Ce couple d'indicateur, défini à l'article 4.A12.5.1, permet de mesurer la durée de tenue réelle du service FCR en prenant en compte la puissance de consigne en cas d'état d'urgence. Il devra être supérieur à 15 minutes en chaque instant hors état d'alerte et sera contrôlé par RTE via l'outil de surveillance des performances.

Les valeurs minimales atteintes par $T_{tenueFCR_inf}$ et $T_{tenueFCR_sup}$ devront être relevées lors des Test 1 (période de 3 ans). L'indicateur devra être tracé lors des Test 3 et essais 1 bis.

La mise en place de ces indicateurs dans les règles SSYf n'est pas rétroactive. RTE n'exige pas une recertification des EDR existantes. Pour les nouvelles EDR, RTE propose un délai de 6 mois après l'entrée en vigueur des règles SSYf v1 harmonisées (1er octobre 2024) pour mettre en place le nouvel indicateur dans les dossier.

Exemple :

Prenons une batterie avec les caractéristiques suivantes :

- Pmax = 5 MW

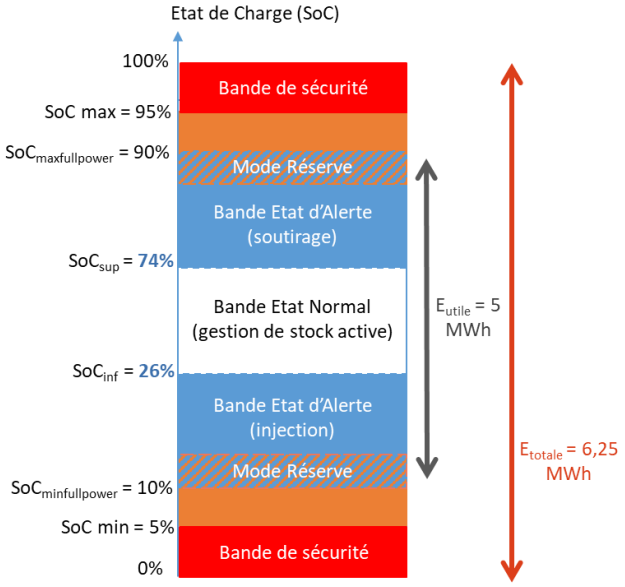
- Eutile = 5 MWh
- RP = 4 MW
- Etotale = 6,25 MWh

Actuellement, pour tenir 15 minute de RP il faut 15mn * 4 MW = 1MWh soit :

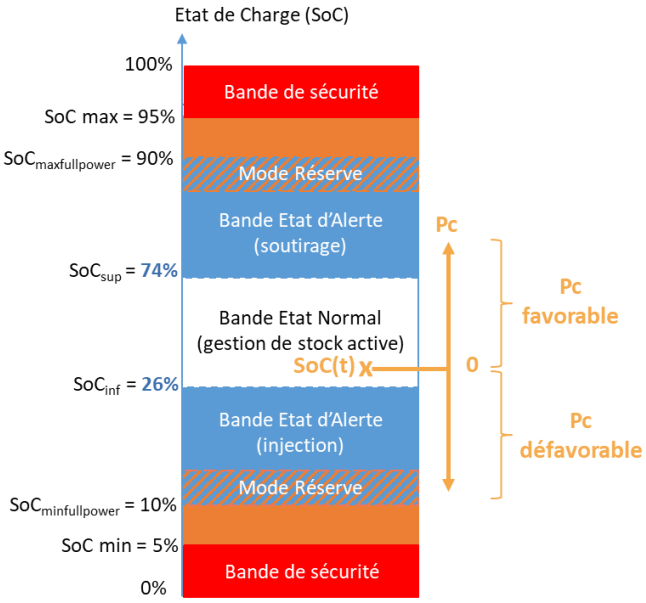
$$SoC_{sup} = SoC_{maxfullpower} - \frac{1}{E_{totale}} = 0{,}9 - \frac{1}{6{,}25} = 74\%$$

$$SoC_{inf} = SoC_{minfullpower} + \frac{1}{E_{totale}} = 0{,}1 + \frac{1}{6{,}25} = 26\%$$

Nous pouvons alors renseigner ces valeurs sur le schéma suivant :



Prenons à l'instant t un état de charge SoC(t) = 28,4 %. La puissance de consigne peut alors varier en positif (rechargement de la batterie) ou en négatif (déchargement) comme l'indique le schéma suivant :



Si la puissance de consigne est maximale et positive (favorable), P_c vaut 1MW. On peut alors calculer le temps de tenue de la FCR en déchargement :

$$T_{tenueFCR_inf} = \frac{(SoC(t) - SoCminfullpower) * E_{totale}}{|RP| - P_c} = \frac{(28{,}4\% - 10\%) * 6{,}25}{4 - 1} = 23min$$

L'énergie nécessaire pour tenir 15 minutes avec RP + Pc fixe vaut 3MW * 15mn = 0,75MWh. Cela est inférieur au seuil fixé par la méthode précédente en ne considérant que RP.

Si la puissance de consigne est maximale et négative (défavorable), P_c vaut -1MW. On peut alors calculer le temps de tenue de la FCR en déchargement :

$$T_{tenueFCR_inf} = \frac{(SoC(t) - SoCminfullpower) * E_{totale}}{|RP| - P_c} = \frac{(28{,}4\% - 10\%) * 6{,}25}{4 - (-1)} = 13{,}8\ min$$

L'énergie nécessaire pour tenir 15mn avec RP + Pc fixe vaut 5MW * 15mn = 1,25 MWh. Cela est supérieur au seuil fixé par la méthode précédente en ne considérant que RP. L'exigence n'est alors pas tenue si l'état d'alerte ou d'urgence survient à un niveau de charge inférieur à 1,25 MWh.

SY11.2.6. Modification du critère d'entrée et de sortie du mode réserve

RTE constate que le dimensionnement initial des $SoC_{réserve}$, qui ne prend pas en compte la puissance de consigne, ne permet pas un fonctionnement en mode réserve symétrique systématique.

RTE propose de modifier les critères d'entrée et de sortie du mode réserve par

- Entrée en mode réserve lorsque $T_{tenueFCR_inf}$ ou $T_{tenueFCR_sup}$ ≤ 5 minutes
- Sortie du mode réserve lorsque $T_{tenueFCR_inf}$ et $T_{tenueFCR_sup}$ ≥ 15 minutes

SY11.2.7. Autres évolutions

RTE a ajouté une précision pour les réseaux séparés de grande ampleur dans la partie 4.A12.4.2. Pour les sites sans mesure de fréquence locale, RTE demande trois mesures de fréquence par région pour détecter les réseaux séparés de grande ampleur sans préciser que ces mesures doivent être réalisées à des endroits suffisamment éloignés électriquement. RTE propose alors d'indiquer que ces trois mesures doivent se trouver dans trois départements différents et que la qualité de mesure doit être la même que celle utilisée pour le réglage.

Dans le cas des EDR à réservoir d'énergie limité (LER), RTE propose d'ajouter dans la fiche d'information n°1 une ligne concernant le multiservice lorsque celle-ci participe à plusieurs mécanismes de marchés. Le responsable de réserve doit y décrire sa gestion de l'unité, dont le stock, lors du changement de service (FCR, aFRR, MA, etc.).

RTE a aussi apporté des modifications de forme dans les parties 4.A12.3, 4.A12.5.2 et 4.A12.5.3 ainsi que dans la fiche d'information n°1, et dans les essais 1bis, 3 et 5.

SY11.3. Synthèse des retours à la consultation et proposition de RTE

Deux acteurs ont demandé de préciser les conventions utilisées dans la formule des indicateurs $T_{tenueFCR_inf}$ et $T_{tenueFCR_sup}$. RTE a donc fixé une convention mais chaque acteur est libre de la choisir en fonction de ses contraintes. Les seuils d'état de charge en pourcentage sont alors à fixer par rapport à l'énergie choisie par l'acteur (énergie utile de la batterie, l'énergie totale, etc …). La convention choisie est alors à expliciter dans le dossier de certification.

Dans l'exemple proposé dans la partie SY11.2.5 du rapport d'accompagnment à la consultation, la convention choisie était de fixer les seuils de SoC sur l'énergie utile en cohérence avec le schéma des seuils de charge proposé dans la version en vigueur des règles SSYf (v7.1). Pour être en cohérence avec le nouveau schéma introduit pour la prochaine version (v1), RTE a réécrit l'exemple avec les conventions du schéma, soit des pourcentages de SoC basés sur l'énergie totale de la batterie.

SY12. Autres évolutions

SY12.1. Correction du renvoi vers le bilan de réserve utilisé dans le calcul des abattements

La version actuelle des règles services système renvoyait vers le bilan de réserve basé sur le programme d'appel pour le calcul des abattements. Or ce calcul est réalisé à partir du bilan de réserve basé sur le programme de marche.

Ce bilan n'étant pas clairement défini dans les règles SSYf, une partie dédiée a été créée dans l'article 4.L.2 relatif au contrôle sur les éléments déclaratifs. Le renvoi au bilan de réserve, dans le calcul des abattements, a été mis à jour vers cette nouvelle définition.

SY12.2. Evolution de la condition de participation effective avec la nouvelle convention d'exploitation

Les processus de raccordement de la DTR pour la participation effective du site ont évolué. La procédure de notification opérationnelle, en vue d'obtenir l'accès au réseau définitif, se décompose en trois étapes :

- La notification opérationnelle de mise sous tension (EON) (ou mise sous tension du raccordement) qui autorise le producteur à mettre sous tension son réseau interne et les auxiliaires de l'installation de production en utilisant les ouvrages de raccordement au réseau spécifiés pour le point de raccordement.
- La notification opérationnelle provisoire (ION) (ou première injection de puissance – accès au réseau pour essai) qui autorise le producteur à faire fonctionner l'installation de production et de produire de la puissance en utilisant le raccordement au réseau pour une durée limitée.
- La notification opérationnelle finale (FON) (ou accès au réseau définitif ou ARD) qui autorise le producteur à faire fonctionner l'installation de production en utilisant le raccordement au réseau.

Pour pouvoir participer aux marchés, le site doit avoir finalisé la dernière étape. Cela se matérialise par la signature de **la convention d'exploitation et de conduite** ainsi que du **PV étape 3**. La dénomination « convention d'exploitation définitive » n'est plus à jour. RTE a mis à jour l'article 4.F.2.3.1 en conséquence.

SY12.3. Evolutions de l'annexe 13

RTE a mis à jour l'annexe 13, 4.A13, pour intégrer des certifications avec des temps d'activation (FAT) compris entre 67s et 300s en accord avec les exigences européennes.

RTE a aussi ajouté dans les critères de conformité des essais réels que le niveau Ni doit être injecté au plus proche de l'endroit de réception du niveau Ni de RTE. Les délais de transmission du niveau Ni au sein du SI de l'acteur doivent être pris en compte dans l'analyse de la dynamique.

SY12.4. Evolutions de la trame de certification au réglage secondaire de fréquence « agrégats / stockage »

RTE a mis à jour la trame pour intégrer des certifications avec des temps d'activation (FAT) compris entre 67s et 300s en accord avec les exigences européennes.

RTE a aussi ajouté dans les critères de conformité de la fiche essai n°2 que le niveau N doit être injecté au plus proche de l'endroit de réception du niveau N de RTE. Les délais de transmission du niveau N au sein du SI de l'acteur doivent être pris en compte dans l'analyse de la dynamique.

RTE a harmonisé les modifications apportées à l'annexe 12, 4.A12, lorsque celles-ci s'appliquent aussi au réglage secondaire : exigences sur les capteurs de mesure pour les EDR diffuses, réseaux séparés, fiche n°1, etc.

ANNEXES

A1 TABLEAU DE CORRESPONDANCE DES DATES PIVOT

Certaines évolutions inscrites dans les règles n'entrent pas en vigueur au même moment que le reste du corpus. En effet, RTE inscrit des évolutions qui pourront entrer en vigueur postérieurement à l'entrée en vigueur proposée du reste du jeu de règles afin d'anticiper les changements et de donner le maximum de visibilité aux acteurs.

Lorsque cela est le cas, RTE indique une date ainsi que le préavis avec lequel cette date sera notifiée. Le tableau ci-dessous permet de compléter avec la meilleure vision « à date » de l'entrée en vigueur de ces différentes évolutions. Cette prévision pourra être réévaluée le cas échéant.

Ce tableau répertorie l'ensemble des dates pivot qui seront notifiées après l'entrée en vigueur du projet de règles mis en consultation. Pour rappel, la codification de ces dates a évolué pour une certaine harmonisation entre les différents chapitres des règles et éviter notamment des doublons pour des sujets différents. Cette nouvelle codification a été proposée dans la consultation sur la forme harmonisée des règles de marché.

Il convient également de noter la particularité de la date P, relative à la bascule applicative SYGA vers TOPASE, qui a été supprimée par anticipation car dans la version harmonisée des règles les noms des applications SI n'apparaissent plus, et ce, pour garantir une rédaction pérenne des règles et distinguer les modalités « marchés » des modalités « techniques SI ». De plus, cette date devrait avoir été notifiée lorsque les règles entreront en vigueur en 2024.

Nouvelle date	Ancienne date	Description	Commentaire (date prévisionnelle)
MA_1	A	Simultanéité d'une Offre d'Ajustement activée sur le MA et NEBEF lorsque moins de 10% des Sites de l'EDA appartiennent à l'EDE	–
MA_2	I	Obligation pour les EDA Injection RPD d'envoyer un Programme d'Appel et possibilité pour une EDA Injection RPD composée d'EDP uniquement composée(s) de Sites d'Injection de soumettre des Offres d'Ajustement Spécifique explicite	2025
MA_3	M'	Transmission, par le Receveur d'Ordre, des Programmes de Marche (PM) pour les ordres spécifiques	-
MA_4	P'	Début de la phase d'augmentation des Guichets au-delà des 24 Guichets d'offres	S2 2025
MA_5		Fin de la phase d'augmentation des Guichets et atteinte des 96 Guichets d'offres	T1 2026
MA_6	E et E'	Possibilité d'appliquer les méthodes de contrôle du réalisé (prévision et	-

		historique) aux EDA Soutirages Profilées	
MA_7	l'	Possibilité pour une EDA Injection RPD d'être constituée de plusieurs EDP, composées uniquement de Sites d'Injection, tous raccordés directement ou indirectement sur le RPD, éventuellement raccordés à des GRD différents	-
MA_9	R	Mise en œuvre du dispositif de suivi de la qualification d'une EDA	-
MA_{10}	-	Suppression de la limite du nombre d'offres d'ajustement inférieures à 10 MW normalisées	2025
MA_{11}	-	Participation à la plateforme MARI en Scheduled Activation (SA)	Fin 2025
MA_{12}	-	Participation à la plateforme MARI en Scheduled Activation (SA) et en Direct Activation (DA)	-
MA_{13}	-	Passage des chroniques constitutives des Conditions d'Utilisation de l'Offre (CUO) à 15 minutes	-
MA_{14}	Nouvelle date	Déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf	T4 2024
MA_{15}	L	Passage des indicateurs d'équilibrage (dont désquilibre, tendance et PRE) à 15 minutes Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes	Janvier 2025
MA_{20}	Nouvelle date	Evolution du contrôle du réalisé en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes	Juillet 2024
MA_{21}	Nouvelle date	Passage du contrôle de la défaillance au pas 15 minutes Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes	Avril 2025
MA_{31}	Nouvelle date	Nouvelle valorisation des écarts d'ajustement	-
PR_1	D	Etablissement par le GRD de rang 1 d'un programme d'appel agrégé par filière de production à la maille de chaque transformateur HTA/HTB d'un poste source	T1 2025

PR_2	I	Obligation pour les EDA injection RPD d'envoyer un programme d'appel et possibilité pour une EDA Injection RPD composée d'EDP uniquement composée(s) de Sites d'Injection de soumettre des Offres d'Ajustement	T1 2026
PR_3	M'	Transmission, par le receveur d'ordre, des programmes de marche (PM) pour les ordres spécifiques	-
PR_4	P'	Début de la phase d'augmentation des Guichets au-delà des 24 Guichets de de programmation	S2 2025
PR_5	Nouvelle date	Fin de la phase d'augmentation des Guichets et atteinte des 96 Guichets de programmation	T1 2026
PR_6	Nouvelle date	Ouverture d'un guichet de programmation IJ à 18h en J-1	T3 2024
PR_{14}	Nouvelle date	Déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf	T4 2024
PR_{15}	L	Suppression de la possibilité de programmer au pas 30 minutes Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes.	Mai 2024
RE_1	J	Dématérialisation des annexes 3.A5, 3.A7	
RE_2	Nouvelle date	Correction des périmètres d'équilibre suite à des activations de flexibilités réseau RPT	Juin 2024
RE_{15}	L	Passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes	1er Janvier 2025
RE_{16}	Nouvelle date	Passage des données de comptage (brutes et validées) et des données physique à 5 minutes sur le périmètre RPT Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes.	Juin 2024
RE_{17}	Nouvelle date	Passage de la consommation ajustée à 15 minutes Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes.	Juin 2024
RE_{18}	Nouvelle date	Passage de la programmation des échanges de blocs à 15 minutes	Juin 2024

		Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes.	
RE_{19}	Nouvelle date	Fusion des processus écarts et réconciliation temporelle Passage de la reconstitution des flux à 15 minutes Cette évolution est en lien avec le passage du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes	Octobre 2024
SY_1	G'	Agrégation de plusieurs EDP ou EDP soutirage RPD dans une EDR mixte (modèle cible)	S1 2025
SY_2	H'	Passage à la contractualisation des capacités de réserve secondaire par appel d'offres et évolution des formules d'indemnités et abattements	Eté 2024
SY_5	I''	Evolution des formules de pénalités	Janvier 2025
SY_6	X	Activation de la réserve secondaire selon la préséance économique	T4 2023
SY_7	Y	Connexion de RTE à la plateforme européenne de réserve secondaire PICASSO	S2 2024
SY_8	Z	Insensibilisation des RE à l'énergie de réglage des sites de soutirage participant au modèle sans prise en compte de l'énergie de réglage à l'exception des sites appartenant à une rntité de réserve diffuse	Avril 2024
SY_9	Z'	Insensibilisation des RE à l'énergie de réglage des sites de soutirage participant au modèle sans prise en compte de l'énergie de réglage y compris les sites appartenant à une entité de réserve diffuse	S1 2025
SY_{14}	Nouvelle date	Déclaration des périmètres de programmation RPD liés à une participation MA et/ou SSYf	T4 2024
SY_{15}	C	Publications pour les SSYf au pas 15 minutes (énergies et capacités de réglage)	1er janvier 2025
SY_{20}	D	Passage du versement fournisseur au pas 15 minutes	1er juillet 2024
SY_{22}	A	Passage des NER au pas 15 minutes	17 décembre 2024
SY_{23}	B	Passage des calculs back-office SSYf au pas 15 minutes (valorisations, indemnités, défaillances de réglage)	1er janvier 2025

Dates pivots supprimées

Dans le présent projet de règles, RTE propose de supprimer les dates suivants car la mise en œuvre des modalités qu'elles désignaient ont été notifiées ou seront notifiées avant la date d'entrée en vigueur du projet de règles :

- Date B du chapitre 2 relative à la non-exigibilité de l'accord AA-RE pour la participation des sites de production en obligation d'achat concernant la constitution et l'évolution du périmètre d'ajustement
- Date C du chapitre 1 relative à la possibilité pour une Entité de Réserve de type soutirage d'être composée uniquement de plusieurs EDP soutirage (ou EDP si stockage faisant de l'ajustement)
- Date I (date SY_3) du chapitre 4 relative à l'évolution des formules d'indemnités
- Date I' (date SY_4) du chapitre 4 relative à l'évolution des formules d'abattements
- Date K' du chapitre 3 relative au pilotage ex-ante du solde du compte « ajustements écarts »
- Date Q du chapitre 3 relative à la correction des périmètres d'équilibre suite à activations de flexibilités distribuées pour un besoin GRD
- Date Q' du chapitre 3 relative à la correction des périmètres d'équilibre suite à activations de flexibilités distribuées pour un besoin GRT
- Date T' du chaptitre 2 relative à la symétrisation du critère de défaillance et homogénéisation du calcul du volume défaillant
- Date V (Date MA_8) du chapitre 2 relative à l'évolution des modalités de calcul des volumes commerciaux des offres activées spécifiques
- Date W du chapitre 4 relative à la mise en place du nouvel outil de conduite du réseau STANWAY