



Le réseau  
de transport  
d'électricité

## Règles de Marché

---

# Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolutions des règles de marché

Réserves Rapide et Complémentaire

Novembre 2024

## SOMMAIRE

SOMMAIRE .....	2
1. Contexte.....	3
2. Concertation .....	3
3. Consultation .....	3
4. Périmètre .....	3
5. Calendrier prévisionnel .....	4
5. Modifications apportées .....	5
5.1 Mise en œuvre de l'appel d'offres périodique .....	5
5.1.1 Contexte.....	5
5.1.2 Fonctionnement de l'appel d'offres périodique.....	6
5.1.2.1 Période de l'appel d'offres.....	6
5.1.2.2 Format des offres.....	6
5.1.2.3 Temporalité des guichets.....	6
5.1.2.4 Traitement des engagements .....	6
5.2 Mise en œuvre de la contractualisation de Réserve Rapide à la baisse .....	7
5.2.1 Contexte.....	7
5.2.2 Dimensionnement .....	7
5.2.3 Contractualisation.....	7
5.2.4 Caractéristiques du produit .....	8
5.2.5 Modalités d'utilisation .....	9
5.2.6 Défaillance .....	10
5.2.7 Temporalité de l'appel d'offres .....	10
5.3 Autres modifications dans les Règles.....	11
5.3.1 Forme des règles.....	11
5.3.2 Tests d'activation .....	11
5.3.3 Prise en compte des contraintes réseau.....	11
5.3.4 Gestion du Programme de Marche .....	11
5.3.5 Suppression de l'Annexe 7 : Notification d'échange de réserve au titre des Règle RR-RC	12
5.3.6 Dimensionnement de la Réserve Complémentaire.....	12

## 1. Contexte

Le règlement n°2017/2195/CE de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après «règlement Electricity Balancing ») entré en vigueur le 18 décembre 2017, prévoit que le GRT élabore une proposition concernant les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage. Ces modalités et conditions comprennent les règles, exigences et délais applicables à l'acquisition et au transfert de capacités d'équilibrage, lesquelles incluent les réserves rapide et complémentaire.

RTE constitue les réserves rapide et complémentaire par contractualisation de capacités activables sur le mécanisme d'ajustement (MA).

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2023, RTE procède à la contractualisation de réserves rapides et complémentaires par le biais d'un appel d'offres annuel complété par un appel d'offres journalier conformément à l'article 6(9) du règlement (UE) n°2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur et selon une répartition entre les échéances journalières et annuelles proposé par RTE suite aux derniers éléments du retour d'expérience disponibles. Cette proposition devra faire l'objet d'une dérogation, suivant un principe similaire à celui validé par la CRE pour l'année 2024 dans sa délibération n° 2023-133 du 26 mai 2023 portant approbation sur les modalités de l'appel d'offres 2024 de réserves rapide et complémentaire.

## 2. Concertation

RTE a organisé trois réunions de concertation avec les acteurs, qui se sont déroulées les 30 avril 2024, 9 juillet 2024 et 13 septembre 2024. Suite à ces réunions, RTE a élaboré une proposition et un projet de règles RR-RC associé, applicable aux différents modes de contractualisation proposés et à la mise à disposition des volumes ainsi contractualisés.

La présente version des règles est issue de la concertation menée lors d'un groupe de travail (GT) « Réserve Rapide et Réserve Complémentaire » de la commission accès au marché (« CAM ») du comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité (« CURTE »). Les présentations faites dans le cadre de ces GT sont disponibles sur le site concerté<sup>1</sup>.

## 3. Consultation

La version 5 des Règles RR-RC a fait l'objet d'une consultation auprès des acteurs de marché menée du 9 octobre au 8 novembre 2024. Les retours acteurs sont listés en Annexe A1.

## 4. Périmètre

L'année 2025, déjà marquée par des évolutions majeures liées au passage à 15 minutes du règlement des écarts des Responsables d'Équilibre (RE), voit également la mise en œuvre de deux évolutions majeures :

- La contractualisation de produit historique de RR-RC, appelé dans la suite de ce document et dans le jeu de Règles « SPEO », passe d'une contractualisation annuelle et journalière à une contractualisation périodique et journalière.

---

<sup>1</sup> <https://www.concerte.fr/>

- La mise en place d'un appel d'offres journalier, permettant de contractualiser au pas horaire un produit de Réserve Rapide à la baisse. Les caractéristiques concertées sont différentes du produit SPEO. Le produit est nommé dans la suite du document « SPE ». La contractualisation de cette réserve à la baisse conduit également à modifier l'Accord de Bloc qui décrit le dimensionnement des Réserves mFRR.

Ces deux changements ayant un impact majeur sur la forme et le fond du jeu de Règles, RTE a refondu le document en :

- adoptant la trame utilisée dans les Règles Harmonisées concertées en 2023 et dont la version 1 est entrée en vigueur en 2024. Les Règles RR-RC ne sont pas encore intégrées aux Règles Harmonisées mais ce changement de forme prépare et facilitera leur intégration dans une itération ultérieure.
- adoptant une nouvelle articulation pour décrire la contractualisation des (i) réserves rapides ou complémentaires, via des (ii) produits en énergie avec des CUO définis par RTE et cela par (iii) sens (hausse ou baisse).

Enfin, RTE a apporté des précisions sur d'autres articles comme :

- L'augmentation du nombre de tests d'activation par produit, passant de 3 à 5 activations par an par EDA ;
- Le traitement de l'Engagement d'un acteur en cas de contrainte réseau ;
- La suppression de l'annexe 7 relative au mode dégradé pour la transmission des NER
- La suppression l'article relatif au renvoi du Programme de Marche par le Receveur d'Ordre
- La notion de puissance seuil acteur (Pseuil) présente dans le jeu de Règles V4 pour le produit historique pouvant prêter à confusion, une refonte des formulations a été opérée.

## 5. Calendrier prévisionnel

La première journée de contractualisation pour laquelle l'appel d'offres annuel ne sera plus en vigueur est le 1<sup>er</sup> janvier 2026. Le guichet associé au premier appel d'offres périodique aura donc lieu courant T4 2025.

Concernant la contractualisation de réserves mFRR à la baisse, la première journée de contractualisation est également prévue au T4 2025. La date RT<sub>17</sub> est ainsi introduite dans les Règles RR-RC.

## 5. Modifications apportées

### 5.1 Mise en œuvre de l'appel d'offres périodique

#### 5.1.1 Contexte

Pour rappel, l'article 32.2 du règlement Electricity Balancing impose que la procédure d'acquisition de capacités d'équilibrage soit exécutée, dans la mesure du possible et lorsque cela est économiquement efficient, sur une base de court terme. Ce principe est renforcé par l'article 6(9) du règlement (UE) n°2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, selon lequel la contractualisation de capacité d'équilibrage doit avoir lieu au plus tôt un jour avant la fourniture de la capacité d'équilibrage avec une durée contractuelle d'un jour maximum.

Le règlement prévoit toutefois la possibilité de déroger à ce principe si l'autorité de régulation compétente a approuvé des durées contractuelles plus longues en vue de garantir la sécurité de l'approvisionnement ou d'améliorer l'efficacité économique. Dans ce cas, la contractualisation journalière doit concerner au moins 40 % des produits de capacités d'équilibrage standard et au moins 30 % de toutes les capacités d'équilibrage contractualisées.

Dans la délibération n°2019-132 du 25 juin 2019 portant approbation des modalités de l'appel d'offres 2020 de réserves rapide et complémentaire, la CRE avait indiqué être favorable à la mise en œuvre d'un appel d'offres journalier dans les meilleurs délais, comme exigé par l'article 6(9) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité précité, et en tout état de cause à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021.

Dans sa délibération n° 2020-141 du 18 juin 2020 portant approbation du jeu de règles pour les appels d'offres de réserves rapide et complémentaire, la CRE a par la suite accordé à RTE la possibilité de démarrer l'appel d'offres journalier après le 1<sup>er</sup> janvier 2021 afin de garantir des conditions de démarrage satisfaisantes. Le démarrage a depuis été effectué le 1<sup>er</sup> juin 2021.

Par ailleurs, RTE s'était engagé lors de la concertation 2019 à mener une étude économique en vue de déterminer un optimum sur la répartition entre appel d'offres annuel et appel d'offres journalier.

RTE avait ainsi proposé une progression en 3 étapes pour la répartition de volume entre l'AO journalier et l'AO annuel démarrant à 33% de contractualisation journalière en 2021-2022, puis en allant jusqu'à 50% en 2023 et 2024.

A compter de 2026, il n'est plus possible d'avoir recours à une contractualisation par le biais d'un appel d'offres annuel puisque la période de contractualisation ne pourra plus dépasser 6 mois (article 6(11) du règlement électricité n°2019/943 susmentionné). Par conséquent, RTE met en œuvre pour une période de livraison débutant le 1<sup>er</sup> janvier 2026 un appel d'offres périodique.

## **5.1.2 Fonctionnement de l'appel d'offres périodique**

### **5.1.2.1 Période de l'appel d'offres**

Dans le cadre de la concertation, il est proposé pour 2026 que la période contractuelle de l'appel d'offres périodique soit trimestrielle.

Pour les années suivantes, il est proposé que le choix de la période contractuelle soit soumis à la CRE dans le cadre de la demande de dérogation à l'article 6(9) du règlement (UE) n°2019/943 du 5 juin 2019, annuellement émise par RTE pour contractualiser une partie des Réserves Rapide et Complémentaire plus d'un jour à l'avance.

### **5.1.2.2 Format des offres**

RTE a conduit un sondage, permettant aux Acteurs de se positionner par rapport aux modalités de l'appel d'offres périodique. Notamment, il a été demandé aux acteurs de s'exprimer quant à la Période de validité des offres et les liens entre offres.

La proposition de RTE est que les offres :

- Aient une période de validité d'une journée calendaire;
- Que les jours soient tous indépendants.

Cela a pour conséquence qu'il y aura autant de clearings que de journées dans la période contractuelle d'un appel d'offres périodique, et que l'algorithme utilisé pour l'appel d'offres journalier actuel pourra être réutilisé à l'identique.

L'adoption de l'algorithme dédié à l'appel d'offres journalier implique également un changement de la modélisation de l'indivisibilité des offres. Ainsi, la notion de « puissance seuil fixée par l'acteur » propre à l'appel d'offre annuel a été retirée des règles en faveur de la notion actuelle de « première plage de puissance » propre à l'appel d'offres journalier. En effet, dans le cadre de l'appel d'offres journalier les offres sont modélisées comme un ensemble de plages de puissance consécutives, avec une première plage de puissance définie par une taille minimale (en MW) fixée par RTE.

### **5.1.2.3 Temporalité des guichets**

RTE propose les timings suivants pour les guichets de l'appel d'offres périodique :

- Ouverture du guichet 70 jours calendaires avant le premier jour de la période de livraison.
- Fermeture du guichet 40 jours calendaires avant le premier jour de la période de livraison.
- Publication des résultats 30 jours calendaires avant le premier jour de la période de livraison.

### **5.1.2.4 Traitement des engagements**

RTE propose de traiter les Engagements issus de l'appel d'offres périodique comme étaient traités ceux issus de l'appel d'offres annuels.

Les Engagements issus des appels d'offres périodiques seront disponibles sur la plateforme RACOON. Par conséquent l'Annexe 8 ne semble plus nécessaire et RTE propose de la supprimer.

## 5.2 Mise en œuvre de la contractualisation de Réserve Rapide à la baisse

### 5.2.1 Contexte

RTE identifie depuis plusieurs années le besoin de mettre en place un produit de réserve rapide à la baisse.

Ce besoin a été confirmé notamment par une étude menée avec ENTSO-E sur les LLEFD (Long Lasting Extreme Frequency Deviation) des dernières années. Sur 20 situations étudiées, RTE a identifié que la contribution de la France à l'écart de fréquence de ces événements était due dans la moitié des cas à un manque de moyens à la baisse.

Par ailleurs, la fenêtre opérationnelle se réduisant dans les prochaines années, avec le passage à 96 guichets de programmation d'une part et avec le passage au délai de neutralisation 30 minutes d'autre part, RTE identifie le besoin de disposer de moyens compatibles avec cette nouvelle fenêtre opérationnelle :  $DMO + DO_{min} \leq 45'$

RTE a donc concerté la mise en œuvre d'une Réserve Rapide avec des Conditions d'Utilisation des Offres compatibles avec la nouvelle fenêtre opérationnelle. Les CUOs ainsi choisies l'ont également été dans l'esprit que les moyens qui seront contractualisés en Réserve Rapide pourraient être activés sur la plateforme européenne d'équilibrage MARI.

La mise en œuvre de ce nouveau produit a conduit RTE à adopter les notations suivantes pour les distinguer :

- Le produit historiquement contractualisé au pas journalier en Réserve Rapide et Réserve Complémentaire est appelé SPE0 ;
- Le nouveau produit contractualisé au pas horaire, dont les caractéristiques sont détaillées ci-dessous est nommé « SPE ».

### 5.2.2 Dimensionnement

Comme indiqué ci-dessus, la contractualisation de Réserve Rapide à la baisse conduit à définir le dimensionnement associé dans l'Accord de Bloc. La démarche est explicitée dans le rapport d'accompagnement à la consultation relative à l'Accord de Bloc.

### 5.2.3 Contractualisation

#### 5.2.3.1 Proposition de RTE

La réserve rapide à la baisse sera contractualisée par appel d'offres journalier. L'algorithme retenu est le même que celui pour la contractualisation de l'aFRR avec :

- Une Période de validité égale à une Heure, débutant à Heure ronde. Pour un Guichet donné, les offres pour le Jour de livraison J concerné portent sur des heures indépendantes ou sur des blocs de plusieurs Heures consécutives.
- La possibilité de mettre des liens d'exclusivité entre les Offres de Capacité.
- Une puissance seuil définie par RTE à partir de laquelle toute offre est obligatoirement divisible.

Ce seuil pourra être modifié par RTE, après concertation des acteurs en groupe de travail RR-RC et Notification à la CRE par courrier. RTE propose que ce seuil soit fixé à 10 MW pour le démarrage de la contractualisation de la réserve rapide à la baisse.

#### 5.2.3.2 Retour de consultation

Un acteur a demandé à ce que le cadre méthodologique autour du mécanisme de maîtrise des coûts de contractualisation soit explicité.

#### 5.2.3.3 Réponse de RTE et proposition

RTE travaille avec la CRE à la mise en place de ce mécanisme. RTE ne peut pas révéler sa stratégie d'achat, mais a apporté des précisions dans le cadre de la Saisine quant aux facteurs la guidant, et pour le cas où le coût maximal de contractualisation des réserves est atteint.

### 5.2.4 Caractéristiques du produit

#### 5.2.4.1 Proposition de RTE

RTE, dans le cadre du design de ce produit, cherche à conjuguer 3 enjeux :

- Disposer d'un produit permettant de faire face à des dynamiques rapides (DfD notamment) ;
- Choisir un produit qui pourra être proposé à la cible sur la plateforme d'équilibrage MARI ;
- Et disposant d'un gisement suffisant pour couvrir le besoin de RTE.

RTE a conduit un sondage à destination des Acteurs afin d'identifier les gisements disponibles en fonction des CUOs. Les DOfin et DNA ont notamment été identifiés comme des points critiques.

Il en résulte la proposition suivante de RTE :

<b>Période de validité AOJ</b>	1h
<b>SENS</b>	BAISSE
<b>DMO : « Dynamique longue »</b>	Maximum 12min 30s
<b>DOmin</b>	Maximum 15'
<b>DOmax</b>	Compatible avec la durée de l'engagement
<b>DNA</b>	Maximum 30'
<b>Puissance minimale</b>	Alignée sur le MA

Pour satisfaire un Engagement issu de l'appel d'offres journalier de Réserve Rapide à la baisse, produit SPE, un Acteur d'Ajustement devra donc soumettre des Offres d'Ajustement à la baisse ayant des caractéristiques égales ou mieux-disantes par rapport au tableau ci-dessus.

#### 5.2.4.2 Retour de consultation

Plusieurs acteurs ont remonté dans le cadre de la consultation craindre que de telles Conditions d'Utilisation des Offres entraînent l'usure des machines en raison d'activations courtes et fréquentes.

Un acteur a également remonté des questionnements quant à la formulation des conditions d'utilisation des offres, et sa capacité donc à proposer des offres avec les Conditions d'Utilisation des Offres plus ou moins contraintes suivant si l'EDA est engagée en mFRR contractualisée baisse ou non.

#### 5.2.4.3 Réponse de RTE et proposition

En réponse aux acteurs, RTE a rappelé :

- La mise en œuvre prochaine de l'obligation de participer au MA pour la production installée supérieure à 12 MW ;
- la nécessité de développer au plus tôt des gisements compatibles avec la réduction de la fenêtre opérationnelle d'une part et la plateforme MARI d'autre part.

Par conséquent l'objectif premier de la mise en place de la contractualisation du produit baisse est de s'assurer que les acteurs orientent leurs investissements vers des Conditions d'Utilisation des Offres durablement utiles pour le Système Electrique.

Par ailleurs, il a été introduit en concertation les possibilités offertes en temps réel aux acteurs, comme par exemple la possibilité d'engager des actifs au pas 15' afin maîtriser finement le risque d'activation réalisée par RTE.

Enfin, le premier jalon du projet de modernisation du MA concerté dans le cadre du GT MA par RTE permettra aux Acteurs d'Ajustement de redéclarer le D'omin de leurs EDAs en cours de journée, et ce permettant aux acteurs de proposer des CUOs différentes suivantes les heures.

### 5.2.5 Modalités d'utilisation

#### 5.2.5.1 Propositions de RTE

Les points suivants ont été proposés dans le cadre de la concertation :

- Il ne sera pas demandé de préqualification supplémentaire par rapport au MA ni d'agrément pour engager des EDA en Réserve Rapide à la baisse et ce afin de simplifier l'accès au marché. Cependant, des activations tests, analogues à ce qui se fait sur le produit historique SPEO pourront être demandées par RTE ;
- Pour que l'engagement d'un acteur soit satisfait, ce dernier doit proposer une offre en énergie spécifique ;
- L'activation d'une offre en énergie correspondant à un engagement en Réserve Rapide à la Baisse ne doit pas entraîner de dégradation des Services Système ;
- Toute activation dont l'Instant d'Activation est compris dans la période d'engagement d'une EDA engagée en Réserve Rapide à la baisse doit pouvoir être maintenue pendant a minima la durée D'omin. Pour cela, l'acteur doit proposer des offres et des CUOs compatibles pour les EDAs engagées. Cela assure à RTE la possibilité d'activer à n'importe quel moment sur la plage d'engagement les EDAs engagées.

#### 5.2.5.2 Retour de consultation

Les acteurs ont réagi sur deux points :

- La possibilité de formuler des offres en énergie standards ;
- Certains acteurs ne souhaitent pas :
  - o Que RTE puisse maintenir une activation au-delà de la plage d'engagement pendant la durée du D<sub>omin</sub>
  - o Formuler des offres pour cette plage au-delà de l'engagement.

#### 5.2.5.3 Réponse de RTE et proposition

Un acteur doit proposer une offre en énergie spécifique pour répondre à tout engagement acquis suite à l'appel d'offres RR-RC. Cet acteur pourra également proposer une offre en énergie standard pour les mêmes MWs. L'activation se fera alors suivant les modalités décrites dans le chapitre 2 des règles harmonisées relatif au Mécanisme d'Ajustement.

L'obligation de fourniture d'une offre en énergie spécifique en toute circonstance s'explique par notamment deux raisons :

- RTE doit disposer à tout instant de la faculté d'activer les réserves contractualisées. Cela inclut le cas où la plateforme MARI serait hors-service ;
- RTE fonde le calcul de ses marges sur les offres spécifiques déposées par les acteurs. En cas de dépôt seulement d'une offre standard, le calcul de marges de RTE sera faux.

### 5.2.6 Défaillance

RTE propose dans les Règles des formules analogues au produit SPE0 pour les défaillances déclarées. Concernant les défaillances constatées, RTE propose une formule sans pénalisation supplémentaire pour l'énergie, étant entendu qu'un Acteur d'Ajustement défaillant suite à activation est redevable par ailleurs d'une pénalisation au titre du CRMA.

En contrepartie d'un accès au marché simplifié par l'absence d'agrément et de pénalisation supplémentaire sur l'énergie, RTE met en oeuvre des tests d'activation pour le produit SPE. En cas d'échec d'activation dans le cadre du test, une pénalité complémentaire est appliquée et cette pénalité, pour la baisse, est indexée à l'opposé du prix de l'offre activée par RTE sur le MA.

### 5.2.7 Temporalité de l'appel d'offres

La contractualisation du produit SPE se fait uniquement via un appel d'offres journalier.

L'enchaînement des différents appels d'offres, FCR, aFRR, RR/RC SPE0 et SPE a fait l'objet de présentations en GT. La solution finalement retenue est celle proposée par les Acteurs d'Ajustement, à savoir que l'appel d'offres journalier pour le produit SPE ait lieu en même temps que l'appel d'offres journalier pour le produit SPE0. Le guichet fermera donc à 10h et les résultats seront mis à disposition en situation nominale au plus tard à 10h30.

## **5.3 Autres modifications dans les Règles**

### **5.3.1 Forme des règles**

Le format des règles a été refondu dans l'objectif d'intégrer les règles RR-RC dans les règles harmonisées. Cette intégration interviendra vraisemblablement lors de la prochaine itération des règles harmonisées.

### **5.3.2 Tests d'activation**

RTE propose d'augmenter le nombre d'activations pour tests, passant de 3 à 5 par an et par EDA. Cela a deux objectifs :

- D'une part, cela répond à la hausse des défaillances constatées par RTE ;
- D'autre part, cela permet à RTE de tester que sur une même journée une EDA est bien en mesure de répondre aux 4 demandes d'activation que l'EDA doit proposer sur le produit SPEO. La cinquième activation permettant de conserver une opportunité de refaire un test à un autre moment de l'année.

### **5.3.3 Prise en compte des contraintes réseau**

RTE a explicité dans les Règles les principes qui s'appliquent en cas de contrainte se produisant sur son réseau. L'objectif est d'insensibiliser l'Acteur d'Ajustement dès lors que :

- Une indemnisation par RTE est prévue le Contrat d'Accès au Réseau du site ;
- La Contrainte survient après la clôture de l'appel d'offres, l'Acteur d'Ajustement n'a donc plus la possibilité d'adapter ses offres pour la prendre en compte.

### **5.3.4 Gestion du Programme de Marche**

Le jeu de Règles dans sa version 4 précisait les conditions de prise en compte par RTE du Programme de Marche dans le cas où celui-ci était transmis par le Receveur d'Ordre. Cela correspond à la date MA<sub>3</sub> telle que définie dans le Chapitre 2 des Règles harmonisées relatif au Mécanisme d'Ajustement.

Cette précision avait son importance quand, par le passé, la notion de Programme de Marche était utilisé dans le cadre des Règles RR-RC, notamment dans le cadre du calcul des pénalités.

Les Règles RR-RC font désormais uniquement appel à la notion de Volume Réalisé d'une EDA, associée au CRMA dans le cadre du Chapitre 2 des Règles harmonisées relatif au Mécanisme d'Ajustement.

Par conséquent RTE propose la suppression de l'article concerné dans les règles RR-RC.

### 5.3.5 Suppression de l'Annexe 7 : Notification d'échange de réserve au titre des Règle RR-RC

L'Annexe 7 permettait à deux Acteurs d'Ajustement de formaliser en mode dégradé une notification à RTE d'un Echange de Réserve via un document signé des deux contreparties. Face à la faible fréquence d'utilisation du dispositif, RTE propose d'accepter directement, en mode dégradé, les fichiers NER envoyés par mail tant que les interlocuteurs opérationnels des deux contreparties sont en copie. De ce fait, RTE en propose donc la suppression de l'annexe 7 relative aux NER en mode dégradé.

### 5.3.6 Dimensionnement de la Réserve Complémentaire

Comme expliqué dans le rapport d'accompagnement à la consultation de l'Accord de Bloc, la description du dimensionnement et de la contractualisation de la Réserve Complémentaire est désormais définie dans les Règles RR-RC.

### 5.3.7 Annexe : Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre

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 des règles afin d'anticiper les changements et de donner le maximum de visibilité aux acteurs.

Lorsque cela est le cas, RTE indique une date avec une lettre 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.

Date	Description	Délai de Notification aux Participants	Articles concernés
<b>Date RT17</b>	Début de la contractualisation de la Réserve Rapide à la baisse via le produit SPE.	1 Mois	7.H. 7.J. 7.L.

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles de marché

5.3.8 — Prise en compte des retours à la consultation

Acteur	Article concerné	Commentaire	Proposition de modification Acteur	Réponse RTE
EDF - 1	7.H.3.2.1.1. Appel d'offres périodique	<p>Conformément à l'article 6(11) du règlement électricité n°2019/943, à partir de 2026, il ne sera plus permis de recourir pour les capacités d'équilibrage, à des AO dont les périodes de contractualisation excèdent six mois. À cet égard, RTE propose donc pour 2026 que la période de l'AO Périodique soit trimestrielle. Toutefois, pour les années suivantes, il est proposé que le choix de la période soit soumis à la CRE dans le cadre de la demande de dérogation à l'article 6(9) du règlement (UE) n°2019/943, annuellement émise par RTE pour contractualiser une partie des RR-RC.</p> <p>EDF souhaite rappeler que la réponse à cet appel d'offres nécessite la mise en place de processus requérant une certaine organisation. Par conséquent, si un changement de la période contractuelle devait avoir lieu, EDF souhaite que les acteurs de marché soient informés de cette modification avec un préavis d'un an.</p>	<p>EDF propose donc de remplacer, à l'article 7.H.3.2.1.1., "La Période Contractuelle à partir de l'année de livraison 2026, sera annuellement proposée par RTE, approuvée par la CRE et communiquée aux acteurs." par "La Période Contractuelle à partir de l'année de livraison 2026, sera annuellement proposée par RTE, approuvée par la CRE et communiquée aux acteurs. <b>Les acteurs de marché sont informés de la modification de cette Période Contractuelle avec un préavis d'un an.</b>"</p>	<p>Le changement de la périodicité de l'AOP est une modification significative qui fera nécessairement l'objet d'une concertation avant sa mise en œuvre. Présentement, les Règles ne décrivent que le processus entre RTE et la CRE pour avaliser ce changement. RTE va apporter des précisions dans les Règles en réponse à la demande de l'acteur, mais n'indiquera pas de durée explicite de préavis.</p>

<p>EDF - 2</p>	<p>7.G.2. Entité d'Ajustement agréée</p>	<p>Selon les règles RR-RC actuellement en vigueur (cf. 3.5.4.2 Conditions d'éligibilité), un candidat ne peut participer à un guichet journalier historique que s'il dispose de suffisamment d'EDA agréées, déduction faite, le cas échéant, de ses engagements issus de l'AO Annuel RR-RC.</p> <p>Cette obligation n'était pas appliquée pour l'AO annuel du fait de sa temporalité. Le candidat signalait néanmoins un engagement à disposer de capacités agréées stipulant qu'il s'engageait à obtenir l'agrément technique des EDA de RR-RC avant le premier jour du mois précédent le premier jour d'entrée en vigueur des engagements pour lesquels il est retenu à l'issue de l'appel d'offres.</p> <p>EDF souhaite s'assurer que cette logique soit maintenue dans le cadre des règles V5 pour les futurs appels d'offres périodiques. En effet, la période contractuelle de cet appel d'offres ne permet pas aux candidats de soumettre des demandes d'agrément et d'engager des EDA plus d'un mois avant la date de livraison, en raison d'un manque de visibilité.</p>		<p>RTE remercie l'acteur pour sa question, et apporte les précisions suivantes :</p> <p>Le principe décrit par l'acteur et appliqué pour l'appel d'offres annuel sera bien reconduit pour l'appel d'offres périodique.</p> <p>Si un acteur ne peut pas remplir ses engagements il aura la possibilité de :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Résilier ses engagements AOP dans le temps imparti</li> <li>- Essayer de faire des NER avec d'autres acteurs</li> </ul> <p>Le cas échéant, il sera soumis aux pénalités prévues à cet effet.</p>
----------------	--	---	--	--

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles de marché

EDF - 3	7.H.1.2. Le produit SPE	<p>Dans le cadre de ce produit, RTE indique chercher à conjuguer trois enjeux : disposer d'un produit capable de faire face à des dynamiques rapides, choisir un produit qui pourra être proposé sur la plateforme d'équilibrage MARI, et disposer d'un gisement suffisant pour couvrir ses besoins.</p> <p>Concernant le produit SPE, EDF renvoie à sa réponse au sondage de mai 2024 sur la concertation des modifications à venir sur les produits de RR-RC.</p>		RTE prend note de la remarque de l'acteur.
EDF - 4	7.H.4.3.2. Maîtrise du coût de contractualisation	<p>RTE précise à l'article 7.H.4.3.2. déterminer pour chaque journée un coût maximal de contractualisation dont les modalités de fixation seraient communiquées par RTE à la CRE. EDF souhaiterait avoir plus de transparence sur le cadre méthodologique.</p>		RTE travaille avec la CRE à la mise en place de ce mécanisme. RTE ne peut pas révéler sa stratégie d'achat, mais a apporté des précisions dans le cadre de la Saisine quant aux facteurs la guidant, et pour le cas où le coût maximal de contractualisation des réserves est atteint.

EDF - 5	7.H.4.2.2. Lotissement technique	<p>Les règles mentionnent qu'une offre supérieure au seuil défini par RTE est obligatoirement divisible. Ce seuil est défini et publié sur le site de RTE et ne pourra être modifié qu'après concertation des acteurs en GT RR-RC et notification à la CRE par courrier. RTE propose de fixer ce seuil à 10 MW pour le démarrage de la contractualisation de la réserve rapide à la baisse.</p> <p>EDF souhaite, à ce titre, rappeler sa réponse au sondage de mai 2024 sur la concertation des modifications à venir sur les produits de RR-RC. Il y était précisé que les moyens actuellement contractualisés en RR-RC ne pourraient être reconduits aussi facilement sur la mFRR refondue. En raison des contraintes techniques de son parc, EDF propose de réhausser ce seuil à 25 MW.</p>	EDF propose de fixer le seuil à partir duquel les offres sont obligatoirement divisibles à 25 MW, plutôt qu'à 10 MW, comme proposé par RTE en GT RR-RC.	<p>RTE propose la mise en œuvre d'un mécanisme analogue à ce qui va être mis en œuvre pour l'aFRR :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Un seuil d'indivisibilité proposé à 40 MW, susceptible d'évoluer dans le cadre des concertations ;</li> <li>- l'obligation pour les acteurs de formuler des offres exclusives avec des volumes inférieurs (granularité maximum de 10 MW)</li> </ul>
EDF - 6	7.L.1.1.1	<p>Contrairement aux règles SSY-f (4.S.7.), le jeu de règles V5 (cf. 7.L.1.1.1.) stipule qu'aucune pénalité ne soit appliquée au titre de la RR-RC à une EDA déclarée dans une LE lorsque celle-ci est directement liée à une limitation de l'injection/soutirage en raison d'une contrainte sur le RPT, sauf en cas d'indisponibilité programmée.</p> <p>Dans ce cas, les règles ne précisent pas si l'acteur d'ajustement perçoit tout de même la rémunération liée à la réservation. Est-ce le cas ? Le site peut-il recevoir un</p>		<p>RTE a souhaité expliciter dans les règles le fonctionnement appliqué de fait aujourd'hui. RTE rappelle tout d'abord que le Contrat d'Accès au Réseau décrit dans quel cas RTE est responsable d'une indisponibilité, et que par conséquent toute indisponibilité réseau ne fait pas l'objet d'une suspension de pénalité.</p> <p>La Rémunération est bien maintenue si les conditions mentionnées au 7.L.1.1.1 sont remplies.</p>

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles de marché

		ordre d'activation, quitte à ce qu'il soit manqué, ou bien RTE passe-t-il directement outre cette capacité ?		
--	--	--	--	--

<p>AGREGIO - 1</p>	<p>7.H.1.2.</p>	<p>Agregio Solutions comprend que la réduction de la fenêtre opérationnelle avec le passage à 96 guichets et à un délai de neutralisation de 30 min incite à proposer de tels CUO. Cependant, ces CUO semblent trop contraignants pour nos actifs qui participent actuellement déjà au MA à la baisse. En particulier, un DMin de 30 min semblerait plus adapté. Le DNA ne constitue pas, quant à lui, une contrainte ferme mais serait plus confortable s'il était passé à 1h. En cas de DNA = 30min, la gestion opérationnelle serait plus compliquée, obligeant les acteurs à gérer leurs actifs à une maille plus fine et donc proposer des puissances plus faibles pour une même journée afin de ne pas multiplier les arrêts/redémarrages. Si la fenêtre opérationnel n'est pas réduite à 45 min à court terme, sera il possible d'etre plus souple sur les CUO en attendant ? Ceci qui permettra de donner aux actifs un temps d'adaptation à ce nouveau mécanisme</p>	<p><b>7.H.1.2. Le produit SPE</b>          Pour la réserve rapide ou mFRR à la baisse :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le DMO ou égal à douze (12) minutes et trente (30) secondes.</li> <li>- La DMin est inférieure ou égale à quinze (<del>15</del> <b>30</b>) minutes ;</li> <li>- Le DNA est inférieur ou égale à trente (<del>30</del> <b>60</b>) minutes.</li> </ul>	<p>RTE prend note du retour concernant les CUOs de la mFRR baisse contractualisée.</p> <p>RTE a choisi les caractéristiques de la mFRR baisse contractualisée se fondant notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sur les besoins actuels et futurs du système électrique (réduction de la fenêtre opérationnelle, MARI, ...)</li> <li>- En cohérence avec le sondage réalisé en 2024 sur les caractéristiques des offres.</li> </ul> <p>L'émergence d'actifs sachant répondre avec les CUOs demandées est jugée indispensable par RTE pour assurer sa mission d'équilibrage du système électrique. RTE maintient donc sa volonté de contractualiser des moyens avec de telles CUOs.</p> <p>Il est rappelé aux Acteurs d'Ajustement qu'ils ont la possibilité :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De soumettre des offres en capacité sur les heures de la journée de leur choix, au plus près de leurs contraintes et de la disponibilité de leurs actifs ;</li> <li>- Via la granularité 15' de la Liste d'Engagement de répartir temporellement leurs obligations sur les actifs comme ils le souhaitent, dans le respect des fonctionnements décrits dans les Règles RR/RC.</li> </ul> <p>RTE rappelle enfin que les actifs ne pouvant pas être offerts en mFRR baisse contractualisée peuvent / doivent être proposés sur le Mécanisme d'Ajustement sous forme d'offres libres.</p>
--------------------	-----------------	---	---	---

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles de marché

<p>AGREGIO - 2</p>	<p>7.H.4.1</p>	<p>Agregio est en phase avec la nécessité de simplifier l'organisation des guichets, et de mettre tous les guichets relatifs à la mFRR en même temps à 10h j-1. Cependant, concernant le produit SPE, certains actifs (parc au MO) sont tenus de s'arrêter sur prix négatifs. Ces parcs, sont incités à s'arrêter via une prime en fin d'année. Ce mécanisme d'incitation semble ne pas être compatible avec une participation à la réserve baisse (ou en tous cas pas cumulable). Ceci donnera lieu de la part des acteurs à un arbitrage entre les revenus issus de la réservation, et cette prime pour arrêt sur PSN. Cet arbitrage est-il acceptable et RTE compte-t-il clarifier l'articulation entre les 2 mécanismes, ou laisser les acteurs choisir ?</p>		<p>RTE n'est pas tenu de connaître les conditions de rémunération des producteurs. C'est à l'Acteur d'Ajustement de proposer des offres en capacité et en énergie qui soient réalisables, quitte à intégrer dans son prix des arbitrages qui lui paraissent pertinents.</p> <p>Quand un MW est retenu à l'appel d'offres de mFRR baisse contractualisée, il est attendu par RTE que celui-ci soit suivi d'un engagement via la Liste d'Engagement et la formulation d'une offre. En cas de non-respect de ces règles, l'acteur sera pénalisé, quelle que soit la raison.</p> <p>De manière analogue, en cas de défaillance à l'activation, l'acteur sera pénalisé quelle que soit la raison.</p>
--------------------	----------------	---	--	--

<p>AGREGIO - 3</p>	<p>7.J.3.4.2</p>	<p>Agregio Solutions comprend que les offres à la baisse seront faites de manière à correspondre au format standard européen, qui semble plutôt imposer des CUO explicites. Cependant, pour les actifs programmés actuellement en implicite, sera-t-il toujours possible de le faire ? Ou faudra-t-il passer par de l'explicite uniquement ?</p>		<p>RTE remercie l'acteur pour sa question. Pour le produit SPE, l'acteur doit déposer une offre spécifique compatible avec les caractéristiques du produit pour que son obligation soit satisfaite.</p> <p>RTE n'impose pas que l'offre soit implicite ou explicite mais recommande aux acteurs de suivre de près les discussions sur la modernisation du MA, portées en GT MA PROG afin de sélectionner l'option la plus pertinente dans la durée pour son besoin.</p>
--------------------	------------------	--	--	---

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles de marché

<p>France RENOUVELABLES - 1</p>	<p>Général</p>	<p>France renouvelables accueille favorablement la mise en place d'un appel d'offres journalier pour la contractualisation de mFRR baisse.</p> <p>Ce nouvel appel d'offre cherche à conjuguer l'enjeu de disposer d'un produit permettant de faire face à des dynamiques rapides et celui de disposer d'un gisement suffisant pour couvrir le besoin de RTE. En ce sens, France renouvelables tient à informer RTE qu'un certain nombre d'opérateurs ont exprimé leur incertitude quant à la valeur du D<sub>O</sub>min de maximum 15 min. <b>Cette valeur est parfois perçue comme contraignante pour les actifs de production, et pourrait donc être dans certains cas limitante pour une participation accrue à l'AO. En effet, plus le D<sub>O</sub>min étant court plus les activations pourront être fréquentes, et ce qui pourrait avoir un effet sur l'état des installations EnR à long terme, notamment pour l'éolien.</b></p> <p>France renouvelables constate que les discussions doivent se poursuivre sur le contrôle du réalisé, le calcul des performances, et pénalités associées pour les profils de production EnR _ ce qui n'est pas seulement le cas pour les règles des réserves rapides et complémentaires mais plus largement aussi pour les règles du</p>		<p>RTE prend note du retour concernant les CUOs de la mFRR baisse contractualisée.</p> <p>RTE a choisi les caractéristiques de la mFRR baisse contractualisée se fondant notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sur les besoins actuels et futurs du système électrique (réduction de la fenêtre opérationnelle, MARI, ...)</li> <li>- En cohérence avec le sondage réalisé en 2024 sur les caractéristiques des offres.</li> </ul> <p>L'émergence d'actifs sachant répondre avec les CUOs demandées est jugée indispensable par RTE pour assurer sa mission d'équilibrage du système électrique. RTE maintient donc sa volonté de contractualiser des moyens avec de telles CUOs.</p> <p>Il est rappelé aux Acteurs d'Ajustement qu'ils ont la possibilité :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De soumettre des offres en capacité sur les heures de la journée de leur choix, au plus près de leurs contraintes et de la disponibilité de leurs actifs ;</li> <li>- Via la granularité 15' de la Liste d'Engagement de répartir temporellement leurs obligations sur les actifs comme ils le souhaitent, dans le respect des fonctionnements décrits dans les Règles RR/RC.</li> </ul> <p>RTE rappelle enfin que les actifs ne pouvant pas être offerts en mFRR baisse contractualisée peuvent / doivent être proposés sur le Mécanisme d'Ajustement sous forme d'offres libres.</p>
---	----------------	--	--	---

		<p>mécanisme d'ajustement. Les règles devront prendre en compte certaines spécificités de technologies qui ne participent pas activement aujourd'hui, et notamment la disponibilité et la variabilité de l'énergie primaire.</p> <p>La gestion de ce produit sera dans la plupart des cas partagée entre les exploitants et les agrégateurs. Il n'y a aujourd'hui qu'un nombre limité de retours d'expériences sur la mise en pratique d'activations sur le mécanisme d'ajustement, et la participation des acteurs à ce produit passera certainement par une phase d'apprentissage.</p> <p>France renouvelables se tient à disposition de RTE pour approfondir les prochaines étapes nécessaires à la réussite de ce nouvel AO.</p>		
--	--	--	--	--

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles de marché

<p>France RENOUVELABLES - 2</p>	<p>Général</p>	<p>- A l'ouverture de la mFFR baisse, l'Acteur d'Ajustement aura-t-il le choix de proposer ses volumes à l'activation sous forme de produit standard ou spécifique, ou y'aura-t-il une obligation à déposer les offres sous forme de produit standard sur la plateforme MARI ?</p> <p>- Si les deux produits coexistent, y aura-t-il de la part de RTE une préséance des offres standard « MARI » sur les offres spécifiques « traditionnelles » ? Si oui, quels seront les critères ou les bornes ?</p>		<p>Un acteur <b>doit</b> déposer une offre en énergie spécifique pour que son engagement soit satisfait. Il <b>peut</b> également déposer une offre en énergie standard portant sur les mêmes MWs.</p> <p>L'interaction entre les offres en énergie standards et spécifiques portant sur les mêmes MWs est traitée dans le cadre du GT MA.</p>
<p>ENERGY_POOL - 1</p>	<p>7.H.1.2</p>	<p>Il manque une partie de la phrase "Le DMO ou égal à douze (12) minutes et trente (30) secondes."</p>	<p>Le DMO doit être inférieur ou égal à douze (12) minutes et trente (30) secondes.</p>	<p>Merci pour l'alerte, cela a été corrigé.</p>
<p>ENERGY_POOL - 2</p>	<p>7.J.3.4.2.2.</p>	<p>Nous ne comprenons pas tout à fait la phrase : "Le Domax doit être compatible avec la durée d'Engagement sur des pas quart d'heure consécutifs de l'EDA", est-il possible de préciser ?</p>		<p>Une EDA engagée sur une heure doit être activable sur tout le pas horaire. De même, si une EDA est engagée sur deux heures consécutives, RTE doit pouvoir procéder à une activation qui peut durer pendant deux heures consécutives.</p>

ENERGY_POOL - 3	7.L.1.2.3.	<p>Dans cette partie, RTE présent la pénalité en cas de défaillance constatée pour le produit SPEO. La tolérance présente dans les précédentes versions des règles (10% ou 5 MW) a été supprimée, alors qu'elle avait été maintenue pour la v4 suite aux remarques des acteurs. Cette suppression n'est pas mentionnée dans le document d'accompagnement à la consultation.</p>	<p>Réintroduire la tolérance de 10% ou 5 MW pour le produit SPEO comme discuté lors de la consultation des règles V4.</p>	<p>Merci pour l'alerte, la précision du jeu de règles V4 a été supprimée par erreur :</p> <p>Seules les <math>\{P.Défaillantes\} \cdot (u \in P) \geq \max(10\% \cdot \{P.Attendue\} \cdot (u \in P) ; 5MW)</math> sont prises en compte.</p>
ENERGY_POOL - 4		<p>Nous sommes par ailleurs en accord avec les modifications proposées pour l'appel d'offres périodique (90 AOJ consécutifs) et l'introduction du produit baisse. Toutefois, nous en profitons pour rappeler qu'en l'absence de modification des règles MA (concernant la correction de la courbe de charge en cas de stimulation), l'intérêt pour les sites de soutirage de s'offrir à la baisse est limité.</p>		<p>Le sujet du CRMA pour les activations à la baisse a bien été identifié et est en cours d'instruction. Ce sujet sera traité lors des GT MA.</p>

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles de marché

<p>ENGIE - 1</p>		<p>Pour une relecture plus aisée, n'est-il pas possible (pour les prochaines fois) d'avoir accès à une version avec marques de révision ?</p>		<p>L'introduction du produit baisse et le passage à l'AOP ont entraîné des modifications significatives dans le document, y compris dans sa structure. En parallèle de cela, RTE a initié des travaux visant à harmoniser la forme des Règles des différents mécanismes de marché. Par conséquent, RTE a fait le choix de basculer les règles RR/RC sur la nouvelle trame dès les règles V5 afin de préparer l'intégration dans Harmony. Cette bascule, lourde, a rendu l'utilisation habituelle du suivi des modifications impossible (le document obtenu était illisible). Les prochaines mises en consultation des règles RR/RC seront bien accompagnées d'une version en suivi des modifications.</p>
<p>ENGIE - 2</p>	<p>7.A</p>	<p>Les définitions ne peuvent-elles pas être (majoritairement) centralisées dans RM_0 ? En l'état, le glossaire n'est pas très pratique</p>		<p>En complément de la réponse ci-dessus, RTE n'a pas été en mesure d'intégrer totalement les règles RR/RC à Harmony du fait du timing serré pour ce jeu de règles. Cela nécessitait en effet de concerter l'ensemble des définitions présentes dans les règles RR/RC dans l'ensemble des GT. L'intégration dans Harmony, et donc des définitions de la RR/RC dans RMO sera réalisée dans le cadre du jeu de règles RR/RC V6.</p>

ENGIE - 3	7.A	Offre d'Ajustement : les éléments décrits vont au-delà d'une définition de type glossaire		RTE remercie l'acteur pour ce retour. RTE travaillera ce point dans le cadre de l'harmonisation prévue dans RR/RC V6.
ENGIE - 4	7.A	RM_0_Dispositions Générales (et lignes suivantes) : supprimer le terme "présentes"		RTE remercie l'acteur pour sa remarque, la correction a été apportée.
ENGIE - 5	7.C.1	Date RT17 : meilleure estimation à préciser dans le Portail Services, comme les autres jalons <a href="https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-service/panorama-des-mecanismes-de-marche-geres-par-rte.html">https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-service/panorama-des-mecanismes-de-marche-geres-par-rte.html</a>		RTE remercie l'acteur pour sa remarque.
ENGIE - 6	7.G.1	Y a-t-il un lien entre RRRC et qualification/prequalification des EDA ? (oui en RC standard avec TERRE, mais c'est hors scope et TERRE est amené à disparaître).		Les conditions de participation des EDAs engagées en SPE découlent des conditions de constitution des EDAs telles que décrites dans les règles MA. Il n'y a donc pas de préqualification complémentaire demandée pour participer à la mFRR SPE.

<p>ENGIE - 7</p>	<p>7.H.1.2</p>	<p><b>DMO, D'Omin et DNA :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Offre d'arrêt/démarrage : si certains assets peuvent s'arrêter en moins de 12,5 minutes (ex : Hydro ou RES, avec une limite néanmoins pour ce dernier liée à l'hétérogénéité des équipements limitant la prise en compte d'activations multiples simultanées dans le temps imparti), les contraintes sur D'Omin (15' max) et DNA (30' max) peuvent induire une usure prématurée des machines et/ou un risque de casse machine. Sur une heure contractualisée, on peut subir 2 arrêts/redémarrages. Il n'est donc pas évident et systématique de proposer ce type d'offre.</li> <li>- Offre de flexibilité tournante (entre Pmax et Pmin) : Oui, mais néanmoins généralement soumis à arbitrage aFRR.</li> </ul>		<p>RTE prend note du retour concernant les CUOs de la mFRR baisse contractualisée.</p> <p>RTE a choisi les caractéristiques de la mFRR baisse contractualisée se fondant notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sur les besoins actuels et futurs du système électrique (réduction de la fenêtre opérationnelle, MARI, ...)</li> <li>- En cohérence avec le sondage réalisé en 2024 sur les caractéristiques des offres.</li> </ul> <p>L'émergence d'actifs sachant répondre avec les CUOs demandées est jugée indispensable par RTE pour assurer sa mission d'équilibrage du système électrique. RTE maintient donc sa volonté de contractualiser des moyens avec de telles CUOs.</p> <p>Il est rappelé aux Acteurs d'Ajustement qu'ils ont la possibilité :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De soumettre des offres en capacité sur les heures de la journée de leur choix, au plus près de leurs contraintes et de la disponibilité de leurs actifs ;</li> <li>- Via la granularité 15' de la Liste d'Engagement de répartir temporellement leurs obligations sur les actifs comme ils le souhaitent, dans le respect des fonctionnements décrits dans les Règles RR/RC.</li> </ul> <p>RTE rappelle enfin que les actifs ne pouvant pas être offerts en mFRR baisse contractualisée peuvent / doivent être proposés sur le Mécanisme d'Ajustement sous forme d'offres libres.</p>
------------------	----------------	---	--	---

<p>ENGIE - 8</p>	<p>7.H.1.2</p>	<p><b>Granularité des CUO :</b></p> <p>En implicite, DMin est un champs unique pour la journée, valable pour hausse et baisse (cf. CTPROD2). Donc 1 heure contractualisée mFRR Down contraint les 23 autres heures potentiellement non contractualisées, hausse et baisse.</p> <p>En implicite ou en explicite, DNA est un champs unique. Une heure contractualisée mFRR Down contraint les 23 autres heures potentiellement non contractualisées, hausse et baisse.</p> <p><b>Nous préconisons de pouvoir définir des chroniques (a minima horaires) pour DMin (comme proposé dans la future version des offres MA) et DNA.</b></p> <p><b>Une alternative, avec impact SI moindre, qui pourrait faire office d'étape provisoire, consisterait à prendre DMin = min(CUO ; 15') et DNA = min(CUO ; 30') pendant les périodes contractualisées. Cela permettrait de définir des CUO plus souples hors périodes contractualisées (ex : CUO compatibles arrêt/démarrage en free bidding) sans changer le formalisme des fichiers échangés.</b></p>		<p>Le sujet est instruit dans le cadre du projet de modernisation du MA.</p>
------------------	----------------	--	--	--

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles de marché

ENGIE - 9	7.H.1.2	<p><b>Obligation d'offrir (Prod &gt; 12 MW)</b></p> <p>Le liens avec l'obligation d'offrir au MA n'est pas très clair : si toute la flexibilité techniquement disponible n'est pas offerable en mFRR Down compte-tenu des contraintes imposées, alors quid de l'obligation soumise aux producteurs &gt; 12 MW ? (ex : offre mFRR Down à Pmin, quid de la flex résiduelle jusqu'à l'arrêt complet ?)</p>		<p>RTE remercie l'acteur pour sa question. Dans le cas proposé, RTE considère que le disponible à la baisse a bien été offert compte tenue des CUO proposées, l'obligation d'offrir le disponible à la baisse est donc bien considérée comme respectée.</p> <p>Le jour où il sera possible de formuler des offres exclusives en spécifique il conviendra d'offrir les deux volumes correspondant à deux jeux de CUOs pour respecter l'obligation.</p>
ENGIE - 10	7.H.4.1	<p>"les offres remises peuvent porter sur un ou l'ensemble des heures de la journée" -&gt; la formulation laisse entendre qu'une offre ne peut pas porter sur certaines heures de la journée (ex : bloc de 4 heures ?)</p>		<p>RTE remercie l'acteur et a levé l'ambiguité dans les règles. Une offre remise peut porter sur une ou plusieurs heures consécutives de la journée.</p>

<p>ENGIE - 11</p>	<p>7.H.4.2.2</p>	<p><b>Divisibilité :</b></p> <p>Taille maximum des bids indivisibles : nous proposons une taille maximum de 40 MW pour commencer. Cela nous semble un compromis pertinent au vu de la taille du marché (780 MW) qui permet 1) aux assets à cout fixe de faire des offres compétitives 2) tout en gardant une finesse acceptable du merit order.</p> <p>Une solution alternative, inspirée de ce qui est pratiqué par Elia sur la capacité aFRR, consisterait à autoriser plusieurs offres indivisibles, incrémentales, exclusives entres elles, avec incrément maximum entre les offres, avec ou sans condition sur les prix associés. Cette solution, séduisante, déjà évoquée en GT SSYf pour l’aFRR, conduit à des résultats néanmoins fortement dépendants du mode de sélection de l’algorithme (minimisation du cout de contractualisation, comme ce qui semble être appliqué par RTE en mFRR, ou maximisation du social welfare, cas Elia). Il conviendra donc d’analyser plus finement les effets de bord de chaque méthode. Assurément, plus la taille de l’incrément est faible, moins les effets de bords sont perceptibles. Engie se tient à disposition de RTE/CRE pour échanger sur cette solution alternative.</p>		<p>RTE propose la mise en œuvre d'un mécanisme analogue à ce qui va être mis en œuvre pour l'aFRR :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Un seuil d'indivisibilité proposé à 40 MW, susceptible d'évoluer dans le cadre des concertations ;</li> <li>- l'obligation pour les acteurs de formuler des offres exclusives avec des volumes inférieurs (granularité maximum de 10 MW)</li> </ul>
-------------------	------------------	--	--	--

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles de marché

ENGIE - 12	7.J.1	<p><b>Constitution des offres :</b> Toute activation commencée pendant la période d'engagement (Instant d'Activation &lt; fin de période d'engagement) doit pouvoir se prolonger jusqu'à D<sub>omin</sub> -&gt; <b>nous sommes d'accord avec cette contrainte.</b> Cela sous-entend par contre que des offres MA "bouchon" doivent être définies après période d'engagement -&gt; NOK. Nous aurions préféré ne pas avoir à définir ces offres "boucons". Cela génère de la complexité qui nous semble pouvoir être évitée. Dans le futur format des offres MA, RTE prévoit même un champ "activable" spécifique en prévision de ces offres bouchons. Trop compliqué. <b>Proposition : payée au prix de la dernière offre de la période d'engagement</b></p>		<p>La question du respect du D<sub>omin</sub> a fait l'objet de discussions lors de plusieurs GTs. La solution choisie : - Permet à RTE de pouvoir activer à tout instant des MWs qui ont été contractualisés ; - Que les ajustements sont correctement tracés, suivis en temps-réel et rémunérés. Ces deux points font de la mFRR baisse contractualisée des leviers fiables pour assurer la sûreté du système électrique.  L'acteur est ainsi tenu de déposer les offres nécessaires à l'activation de RTE. RTE n'est pas en mesure de créer l'offre à la place de l'acteur.  Enfin, ce fonctionnement est conforme avec ce qui sera demandé pour les Direct Activations MARI.</p>
ENGIE - 13	7.J.3.4.2.2	<p>Pour chaque EDA déclarée dans la LE, une offre spécifique doit être soumise pour chaque pas 1/4 d'heure dès que <math>P &gt; 0</math> -&gt; ne pas oublier la période D<sub>omin</sub> après la fin de la période d'engagement.</p>		<p>RTE remercie l'acteur pour ce retour et a réalisé la correction en conséquence.</p>
ENGIE - 14	7.J.3.4.2.2	<p>Dynamique longue : utile d'avoir cette définition dans le glossaire plutôt que dans le guide SI de TAO</p>		<p>RTE remercie l'acteur pour ce retour. RTE travaillera ce point dans le cadre de l'harmonisation prévue dans RR/RC V6.</p>

ENGIE - 15	7.L.1.3.1	Si défaillance sur une activation hors période d'engagement (cf. D <sub>Omin</sub> après fin de la période), il ne nous semble pas très normal de prendre le prix marginal du pas 15' considéré dans le calcul de la pénalité.		RTE remercie l'acteur pour sa remarque. L'ambiguïté dans les règles a été levée pour le cas exposé par l'acteur : - Application du prix marginal capacitaire du dernier pas horaire engagé avant défaillance - Application du prix SPOT au moment de la défaillance pour éviter les arbitrages.
ENGIE - 16	7.L.1.3.2.1.2	Fin de plage de contrôle : vaut ID si ID dans la plage d'engagement, vaut IA + D <sub>Omin</sub> sinon, non ?		RTE remercie l'acteur pour ce retour mais souhaite conserver la formulation des règles qui permet une implémentation plus simple.
ENGIE - 17	7.L.1.3.2.1.2	Plage de contrôle : quid de l'exclusion des pas 5' aux extrémités existant dans les règles actuelles ?	-	Ces arrondis avaient pour objectif d'exclure les pentes de la plage de contrôle. Les pentes sont de fait exclues des formules proposées pour le produit SPE.  Par ailleurs, vu la dynamique rapide attendue, une exclusion tendrait à réduire significativement la plage de contrôle. Elle n'est donc pas reconduite pour ce produit.
ENGIE - 18	7.L.1.3.2.1.2	P_Défaillante pas 15' arrondie au MW supérieur : pas d'accord (et sauf erreur/heureusement pas appliqué aujourd'hui).		RTE remercie l'acteur pour son retour et confirme que l'arrondi au MW tel que décrit dans les Règles est une erreur. La correction a été apportée dans le document.

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles de marché

ENGIE - 19		Quid de la participation des sites de consommation ? Sont-ils éligibles ou un changement du cadre législatif est-il nécessaire ?		Le sujet du CRMA pour les activation baisse a bien été identifié et est en cours d'instructions. Ce sujet sera traité lors des GT MA.
ALPIQ - 1	Cession et transfert de l'accord RR-RC	Non repris dans les règles V5		Ce paragraphe est traité dans le cadre de RM_0
ALPIQ - 2	Force majeure	Non repris dans les règles V5		Ce paragraphe est traité dans le cadre de RM_0
ALPIQ - 3	Confidentialité	Non repris dans les règles V5		Ce paragraphe est traité dans le cadre de RM_0

ALPIQ - 4	7.H.1.2	<p>La définition du produit SPE avec un D0min 15 min et un DNA 30 min va écarter la production renouvelable (notamment éolienne) en raison des contraintes techniques du pilotage des turbines.</p>	<p>Aligner (du moins dans un premier temps) les spécifications du produit baisse avec le produit actuel hausse qui correspondraient mieux à la faisabilité technique de la participation des EnR au service de mFRR à la baisse. A défaut les actifs renouvelables ne pourront pas tous s'engager sur ce nouveau produit.</p>	<p>RTE prend note du retour concernant les CUOs de la mFRR baisse contractualisée.</p> <p>RTE a choisi les caractéristiques de la mFRR baisse contractualisée se fondant notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sur les besoins actuels et futurs du système électrique (réduction de la fenêtre opérationnelle, MARI, ...)</li> <li>- En cohérence avec le sondage réalisé en 2024 sur les caractéristiques des offres.</li> </ul> <p>L'émergence d'actifs sachant répondre avec les CUOs demandées est jugée indispensable par RTE pour assurer sa mission d'équilibrage du système électrique. RTE maintient donc sa volonté de contractualiser des moyens avec de telles CUOs.</p> <p>Il est rappelé aux Acteurs d'Ajustement qu'ils ont la possibilité :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De soumettre des offres en capacité sur les heures de la journée de leur choix, au plus près de leurs contraintes et de la disponibilité de leurs actifs ;</li> <li>- Via la granularité 15' de la Liste d'Engagement de répartir temporellement leurs obligations sur les actifs comme ils le souhaitent, dans le respect des fonctionnements décrits dans les Règles RR/RC.</li> </ul> <p>RTE rappelle enfin que les actifs ne pouvant pas être offerts en mFRR baisse contractualisée peuvent / doivent être proposés sur le Mécanisme d'Ajustement sous forme d'offres libres.</p>
-----------	---------	---	---	---

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles de marché

ALPIQ - 5	7.H.1.2	La définition du produit SPE ne comporte pas un nombre maximal d'appel par jour. Ceci nous semble incompatible avec les problématiques d'usure prématurée sur les actifs (toute technologie confondue).	Aligner (du moins dans un premier temps) les spécifications du produit baisse avec le produit actuel hausse et donc limiter à 4 activations par jour.	Le produit SPE0 comporte un nombre maximal d'appel à jour car les offres sont formulées et retenues sur une journée entière. Pour le produit SPE, les offres peuvent être formulées pour chaque heure. Un acteur souhaitant limiter le nombre d'appels dans la journée sur un actif peut donc ne s'offrir à l'appel d'offres capacitaires que certaines heures.
ALPIQ - 6	7.H.3.2.2.2	La puissance minimale à 10 MW peut limiter dans certains cas l'émergence de nouvelles capacités.	Concernant la puissance minimale contractualisable, Alpiq propose d'abaisser le seuil à 1 MW dans le but de favoriser l'émergence de nouvelles capacités.	RTE ne modifie pas les caractéristiques du produit SPE0. RTE concertera prochainement la mise en place d'un produit SPE à la hausse. Dans ce cadre, la question de la puissance minimale à 1MW sera posée.
ALPIQ - 7	7.H.4.2.2	Alpiq prend bonne note de la concertation à venir sur la puissance minimale pour participer à mFRR baisse.	Alpiq propose de fixer cette puissance à 1 MW ans le but de favoriser l'émergence de nouvelles capacités, notamment dans le cadre des EnR dont la taille des EDA est limitée à 100 MW installés et donc une puissance réelle disponible souvent inférieure à 10 MW.	Le paragraphe concerne le seuil d'indivisibilité maximal des offres capacitaires. Le seuil de participation pour le produit SPE est alignée avec le MA et est donc, actuellement, 1 MW. Le jeu de règles est donc conforme à la demande de l'acteur.

ALPIQ - 8	7.J.1	Le critère d'activation en fin de période d'engagement diffère pour les produits SPEO et SPE.	Appliquer le critère hausse à la baisse : fin de l'activation à la fin de la période d'engagement sans respect du D0min.	<p>La question du respect du D0min a fait l'objet de discussions lors de plusieurs GTs. La solution choisie :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Permet à RTE de pouvoir activer à tout instant des MWs qui ont été contractualisés ;</li> <li>- Que les ajustements sont correctement tracés, suivis en temps-réel et rémunérés.</li> </ul> <p>Ces deux points font de la mFRR baisse contractualisée des leviers fiables pour assurer la sûreté du système électrique.</p> <p>L'acteur est ainsi tenu de déposer les offres nécessaires à l'activation de RTE. RTE n'est pas en mesure de créer l'offre à la place de l'acteur.</p> <p>Enfin, ce fonctionnement est conforme avec ce qui sera demandé pour les Direct Activations MARI.</p>
ALPIQ - 9	7.L.1.2.3	Critère de défaillance asymétrique et disparition de la tolérance sur l'activation.	<p>Un critère de défaillance dans un unique sens (à la hausse dans ce cas) peut amener un biais dans le dimensionnement et la mise en oeuvre des offres d'activation.</p> <p>De plus une certaine tolérance est indispensable pour faire face à des aléas mineurs de production ou consommation dans le cas de l'effacement.</p> <p>Alpiq souhaite donc que les critères de défaillance en vigueur soient reconduits.</p>	<p>La tolérance présente dans le jeu de règles V4 a été supprimée par erreur. Celle-ci va être réintégrée dans la V5. RTE remercie l'acteur pour sa vigilance.</p>

Rapport d'accompagnement à la consultation du projet d'évolution des règles de marché

ALPIQ - 10	7.L.1.3.3	Critère de défaillance asymétrique et absence de tolérance sur l'activation	<p>Un critère de défaillance dans un unique sens (à la baisse dans ce cas) peut amener un biais dans le dimensionnement et la mise en oeuvre des offres d'activation.</p> <p>De plus une certaine tolérance est indispensable pour faire face à des aléas mineurs de production ou consommation dans le cas de l'effacement.</p> <p>Alpiq souhaite donc que les critères de défaillance en vigueur soient transposés sur les offres à la baisse.</p>	<p>RTE remercie l'acteur pour sa remarque. RTE a précisé dans les règles la tolérance à appliquer pour le calcul de la puissance défaillante : <math>10\% * P\_Attendue\_initiale</math></p>
SGE - 1	7.J.1	<p>La formulation suivante, qui a fait l'objet de longs débats en GT mériterait d'être clarifiée :</p> <p>"Pour le produit SPE0 : l'activation des Offres doit pouvoir se faire jusqu'à la dernière minute du pas temporel concerné."</p>	<p>Préciser si le critère est établi sur l'appartenance de l'Instant d'Activation ou l'Instant de Début d'Ajustement au pas temporel concerné</p>	<p>RTE remercie l'acteur pour son retour. La précision demandée a été apportée dans les Règles.</p>