# Modalités de contractualisation des réserves rapide et complémentaire pour l'année 2021

Rapport d'accompagnement à la saisine (2/2)

12 mai 2020

# 7. DISPOSITIONS CONTRACTUELLES

Pour rappel, le titulaire du contrat RR-RC s'engage à mettre à disposition des capacités à même de couvrir l'ensemble de ses engagements en faisant des offres sur le mécanisme d'ajustement avec les EDA agréées. La somme des puissances des EDA agréées proposées doit être supérieure ou égale à ses engagements. En contrepartie, RTE lui verse une prime fixe. Les EDA sont proposées par le Titulaire via la transmission d'une liste d'engagements (LE).

## 7.1 Mise à disposition de la capacité des EDA sur le MA

### 7.1.1 Exclusivité de la puissance engagée au titre du contrat RR/RC

La puissance et l'énergie proposées dans le cadre du contrat de réserves rapide et complémentaire (déclarée par le titulaire dans la liste d'engagement) est exclusive à ce contrat.

En application de l'article 14 de l'arrêté DEVR1529643A du 22 décembre 2015, afin de permettre la participation simultanée au dispositif d'interruptibilité et aux réserves rapide et complémentaire, RTE a mis en œuvre en 2017 :

- une neutralisation de la mesure de la disponibilité de la capacité interruptible des volumes activés sur le MA ;
- une neutralisation du calcul de la période de référence pour le contrôle du réalisé du MA des ordres d'interruptibilité ;
- une neutralisation de la mesure de disponibilité des capacités engagées en réserve des ordres d'interruptibilité.

De plus, concernant l'articulation avec l'appel d'offres effacement (AOE), RTE a précisé dans le contrat 2020 que l'AOE était un complément de rémunération de la RRRC pour la puissance P120.

**RTE propose de reconduire ces modalités dans les règles RR-RC.**

### 7.1.2 Mise à disposition de capacités sans contrainte de stock

Le besoin en réserves rapide et complémentaire porte sur deux fois 2h d'énergie par jour. Toutefois, certaines capacités engagées en réserve peuvent être activées de multiples fois au sein d'une journée et délivrer 24 heures d'énergie. Ces capacités ne sont pas valorisées de manière spécifique au sein de l'appel d'offres RR/RC.

Actuellement, les possibilités de valorisation en énergie sur le MA des capacités contractualisées sont limitées car il est nécessaire de conserver les stocks d'énergie pour disposer des réserves contractualisées en cas d'apparition de tensions sur le système.

Afin de maximiser le potentiel de valorisation de ces capacités et potentiellement réduire le coût d'équilibrage du système électrique en temps réel, RTE a engagé en 2017 une évolution du contrat RR/RC visant à ce que les titulaires souhaitant engager des capacités sans contrainte de stock déclarent, au sein de la liste d'engagement, l'absence de contrainte de stock sur les EDA concernées puis, au sein des conditions d'utilisation des offres associées, une énergie maximale (Emax) correspondant à un stock de 24 heures dès 16h30 en J-1 et un nombre d'activation illimité. Dès lors, RTE pourra solliciter la capacité en préséance économique, sans risque de ne plus disposer de réserves.

Les pénalités pour défaillance constatée à l'activation prévues au sein du contrat de mise à disposition de réserves rapide et complémentaire pourront s'appliquer sur les 4 premières heures de défaillance sur la journée pour la RR, 3 premières heures pour la RC, en cohérence avec le stock garanti RR/RC. Les pénalités pour indisponibilité déclarée ou constatée pourront, quant à elle, s'appliquer sur l'ensemble de la journée.

Des évolutions importantes des outils et des processus de RTE sont nécessaires pour mettre en œuvre cette évolution en lien avec l'arrivée de la plateforme de partage de d'offres standards de réserve de remplacement (TERRE) et la sollicitation en préséance des capacités contractualisées sans contrainte de stock tout en garantissant la sûreté système. Les développements requis sont en cours de finalisation à date. Ainsi, RTE notifiera avec un préavis de trois mois la date à partir de laquelle :

- les titulaires pourront indiquer à RTE, au sein de la liste d'engagement, l'absence de contrainte de stock des EDA concernées ;
- RTE pourra solliciter en préséance économique les capacités contractualisées sans contrainte de stock.

RTE rappelle qu'il souhaite mettre en œuvre cette évolution au plus tard au démarrage de la plateforme de partage de d'offres standards de réserve de remplacement (TERRE).

Par ailleurs, une EDA ayant été déclarée, à 16h30 en J-1, sans contrainte de stock pour la journée J, ne pourra être redéclarée avec un stock limité inférieur au stock RR/RC contractualisé. En effet, RTE ne dispose plus dans ce cas du stock suffisant de réserves pour assurer la sûreté système sur le reste de la journée. Ainsi, le contrat en vigueur prévoit un cas de défaillance déclarée déclenché dès lors qu'une EDA ayant été déclarée sans contrainte de stock à un instant t pour la journée J, est redéclarée avec un stock restant inférieur à son engagement (au sein de la liste d'engagement ou des conditions d'utilisation de l'offre d'ajustement) postérieurement à t pour la même journée J.

### 7.1.3 Transmission quotidienne à RTE d'une liste d'engagement définissant les EDA et la puissance mise à disposition contractuellement

#### *7.1.3.1 Transmission initiale de la liste d'engagement*

Les titulaires lauréats de l'appel d'offres pour une journée J doivent transmettre à RTE par voie informatique, un fichier appelé liste d'engagement indiquant la liste des EDA que l'acteur met à disposition de RTE dans le cadre du contrat pour la journée J.

Cette liste d'engagement doit parvenir à RTE avant 16h30 en J-1. Elle indique, pour chaque pas demi-horaire et pour chaque EDA, la puissance mise à disposition contractuellement.

Compte tenu de la disponibilité demandée pour les réserves rapide et complémentaire, l'acteur doit déposer de façon active avant 16h30 en J-1 une liste d'engagement spécifique pour la journée J. RTE ne prévoit pas de disposition visant à reprendre la liste d'engagement valable pour la journée J-1 si l'acteur n'en envoie pas pour la journée J.

RTE rappelle que quel que soit le type de contractualisation d'un engagement (appel d'offres annuel, appel d'offres journalier, appel d'offres complémentaire), les EDA permettant de répondre à l'ensemble de leurs engagements sont proposées dans une unique liste d'engagement. De la même façon, dans la mesure où les produits contractualisés sont les mêmes quel que soit le type de contractualisation, les engagements ne sont pas distinguables selon leur type de contractualisation dans la LE.

**RTE prévoit de reconduire dans les règles les dispositions techniques relatives à la transmission de la liste d'engagement**.

#### *7.1.3.2 Nécessité de l'obtention de l'agrément des capacités avant la mise à disposition des EDA dans le cadre du contrat*

Pour que l'engagement contractuel puisse être respecté, il est nécessaire que les capacités proposées dans la liste d'engagement pour la réponse aux engagements contractuels disposent d'un agrément valide pour la journée J. Pour chaque EDA, l'engagement en puissance dans la liste d'engagement doit être inférieur ou égal à la puissance agréée.

#### *7.1.3.3 Redéclaration de la liste d'engagement*

Les acteurs peuvent redéclarer la liste d'engagement en temps réel jusqu'à 7 fois. La prise en compte par RTE de la liste d'engagement intervient immédiatement après la fin d'exécution des ordres d'ajustement en cours sur des EDA de la liste d'engagement précédente.

Le règlement *Electricity Balancing* impose que le transfert de capacités d'équilibrage soit autorisé au moins jusqu'à une heure avant le début du jour de livraison. Depuis le contrat RR/RC 2019, la redéclaration des listes d'engagement donne effectivement lieu à une pénalité si elle est effectuée moins d'une heure avant le temps réel.

**RTE propose de ne pas limiter le nombre de redéclaration de la liste d'engagement et de ne plus pénaliser les redéclarations qui auraient lieu moins d'une heure avant le temps réel. Toutefois, la contrepartie à l'absence de pénalisation est de ne pas tenir compte de ces redéclarations à moins d'une heure avant le temps réel.**

**Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants à la consultation.**

Ceci revient à introduire une sorte de délai de neutralisation, selon un principe similaire à ce qui est applicable au programme d'appel dans les règles MA-RE.

### 7.1.4 Dépôt des offres sur le MA

#### *7.1.4.1 Heure de dépôt des offres sur le MA pour les EDA de la liste d'engagement*

Pour un engagement pour une journée J, l'acteur doit déposer des offres (prix) conformes à son engagement (CUO) dès le guichet de 16h30 en J-1, et sur l'ensemble des EDA de sa liste d'engagement.

#### *7.1.4.2 Gestion du début et de la fin de l'engagement pour une journée J*

RTE doit être en mesure d'activer les capacités d'un acteur retenu pour une journée J dès 00h00 pour la journée J, et jusqu'à 23h59 en fin de journée J. Ce besoin, combiné à la $DO_{min}$ des EDA proposées, conduit RTE :

1. soit à imposer qu'un titulaire engagé en J et non en J+1 dépose des offres d'ajustement sur le début de la journée J+1 (de 0h00 à 00h00+$DO_{min}$), alors qu'il n'était retenu que pour la journée J, ceci afin de permettre une activation par RTE de 23h59 en J et pour la durée $DO_{min}$ ;
2. soit à préciser contractuellement qu'un acteur retenu pour la journée J ne soit plus engagé à déposer des offres en début de journée J+1 et que dans la situation où (i) l'acteur ne dépose pas d'offres sur la journée J+1, (ii) les conditions opérationnelles nécessitent l'activation de l'offre en fin de journée J et (iii) la $DO_{min}$ déclarée implique que l'activation en fin de journée J continue sur la journée J+1, RTE pourra désactiver l'offre à 0h00 en J+1 et le régime qui s'appliquera sera celui précisé à l'article 4.6.1.1.6.1 de la section 1 des règles MA-RE. Pour les acteurs qui déposent une offre pour la plage [0h00 ; 06h00] de la journée J+1, ce prix sera pris en compte pour la sélection des offres et la rémunération des ajustements, conformément aux dispositions prévues par les règles MA-RE.

**7.2** RTE propose donc reconduire la modalité 2 dans les règles RR-RC. Des précisions ont été apportées sur la formulation suite à une remarque d'EDF en retour à la consultation.
**Défaillances**

### 7.2.1 Principe de la pénalisation des défaillances prévu au contrat RR-RC

De manière générale, le contrat de mise à disposition de réserves rapide et complémentaire engage le titulaire à informer RTE dès la connaissance de la survenue d'un cas de défaillance et, le cas échéant, avant l'occurrence de la défaillance.

Lorsqu'une défaillance est détectée, celle-ci donne lieu à une pénalisation.

Les pénalités prévues au contrat RR-RC ont été conçues pour inciter les acteurs à déclarer leur indisponibilité le plus tôt possible et pour les dissuader de procéder à des arbitrages financiers au détriment de leurs engagements contractuels.

Par ailleurs, RTE met en œuvre un marché secondaire de gré-à-gré permettant notamment aux acteurs de couvrir certaines défaillances. Ainsi, afin de renvoyer une incitation à rendre le service plutôt qu'à produire pour le marché, les pénalités sont calées sur le prix Spot, ce qui conduit à facturer des pénalités élevées.

Les pénalités varient en fonction du type de défaillance. Le contrat RRRC distingue deux (2) catégories :

- Les défaillances déclarées ;
- Les défaillances constatées.

Chaque type de défaillance se subdivise en plusieurs défaillances différentes et à chaque étape du processus sont décrites les conditions dans lesquelles l'acteur peut être considéré comme défaillant et les pénalités auxquelles il s'expose en fonction du type de défaillance.

### 7.2.2 Calcul de la pénalité de base

Le régime de pénalité mise en place par RTE dans le cadre du contrat RR RC vise à :

– renvoyer une incitation visant à ce que les titulaires mettent à disposition le produit contractualisé ;

- fournir une garantie aux acteurs de marché qui rendent le service que la concurrence est équitable ;
- inciter les acteurs à déclarer les défaillances relatives à la disponibilité de leur capacité.

D'un point de vue économique, un acteur a le choix à tout moment (sur chaque pas demi-horaire) de :

a. ne pas rendre le service et valoriser sa capacité sur d'autres marchés ;
b. rendre le service de RR ou RC pour lequel il est contractuellement engagé ;
c. proposer la capacité d'un acteur tiers pour rendre ce service.

Les cas b. et c. sont similaires d'un point de vue technique et l'acteur choisira la solution financièrement optimale.

Dans le cas a., si l'acteur estime que l'optimum économique est de valoriser sa capacité sur les marchés de l'énergie, c'est que la rémunération qu'il en attend diminuée du coût variable de l'activation de sa capacité (qui peut être nul à certaines périodes) et des pénalités payées au titre de l'absence de mise à disposition de la capacité est supérieure à la rémunération de sa capacité issue de l'appel d'offres RR/RC ($PF_{RR/RC}$).

Pour que l'acteur soit toujours incité à rendre le service contractualisé, il faut donc que la pénalité qui lui est appliquée ne lui permette pas de réaliser cet arbitrage, c'est pourquoi le contrat RR RC prévoit l'application d'une pénalité de base calculée à partir du maximum entre la prime fixe rapportée à un pas demi-horaire et le prix spot rapporté à un pas demi-horaire. Cette pénalité est modulée par un coefficient C, qui varie entre 1,15 et 1,5 selon les cas et peut-être ramené à 1 dans un cas de défaillance technique.

La formule du calcul de la pénalité de base, telle qu'issue de l'avenant du contrat RR-RC 2020 et approuvé par la CRE dans la délibération du 12 mars 2020 est la suivante :

$$Pénalité_{base} = C \times \frac{\max(Prix\ Marginal\ (€/\mathrm{MW/h});\ Spot)}{2}$$

Le terme Prix Marginal (€/MW/h) correspond au prix marginal de l'engagement considéré. Pour un type d'engagement faisant également l'objet d'une contractualisation journalière (cas des engagements 13120, 13120C, 30090 et 30090C), ce terme est un prix moyen pondéré : il est calculé à partir de la moyenne des prix marginaux associés pondérée par les volumes totaux contractualisés par RTE sur l'appel d'offres annuel et l'appel d'offres journaliers.

**RTE a proposé de ne pas revenir sur le principe général de calcul de la pénalité qui fait référence au maximum entre le prix marginal et le prix spot mais a proposé toutefois de simplifier le calcul du coefficient C.**

**Il est proposé que la valeur de ce coefficient soit fixe quel que soit le type d'Engagement,** notamment dans la mesure où la valeur de la prime fixe permet déjà de différencier la valeur relative de chaque produit RR et RC.

**Il est proposé que ce coefficient soit égal à 1,35**, ce qui correspond à une moyenne de la valeur du coefficient C actuelle.

**Enfin, avant la date J, RTE propose que le Prix marginal soit calculé selon le même principe mais qu'à la place de l'appel d'offres journalier, il soit pris comme référence le prix marginal et le volume contractualisé issus du premier appel d'offres complémentaire qui a permis de couvrir le besoin résiduel en lieu et place de la contractualisation journalière**.

**EDF estime que la référence au prix spot dans le calcul de la pénalité de base devrait être supprimée, considérant que présomption d'arbitrage avec le marché est la plupart du temps infondée.**

Comme précisé lors de la consultation, **RTE considère que la référence au prix spot renvoie les bonnes incitations afin d'éviter tout arbitrage.** En effet, RTE considère qu'il n'est pas possible aujourd'hui d'analyser chaque défaillance de manière objective pour déterminer si elle résulte ou non d'un arbitrage avec un autre mécanisme de marché, en particulier sur des EDA non engagées.

RTE souhaite donc maintenir sa proposition initiale mais reste toutefois à l'écoute de toute proposition concrète des acteurs sur ce sujet.

### 7.2.3 Les défaillances déclarées

Le contrat distingue actuellement **8 types de défaillances déclaratives** :

1. Défaillance déclarée préalablement à l'heure limite d'accès au réseau
2. Défaillances relatives aux déclarations à l'heure limite d'accès au réseau
3. Défaillance relative au préavis de redéclaration de la liste d'engagement
4. Défaillance relative à la conformité de la liste d'engagement
5. Défaillance relative à l'absence de soumission d'offres à $DO_{min}$ 15 minutes
6. Défaillances relatives à la soumission d'offres non conforme à la liste d'engagement
7. Défaillance relative à la redéclaration de stock
8. Cas particulier des défaillances déclarées liées à un aléa technique

Ces défaillances sont constatées soit sur la base d'une notification spécifique de la part de l'acteur (cas de la défaillance déclarée préalablement à l'heure limite d'accès au réseau ou du cas particulier des défaillances déclarées liées à un aléa technique) ou sur la base de leur identification par des contrôles mis en œuvre par RTE sur le contenu de la liste d'engagement ou des offres déposées sur le MA.

La constatation de ces défaillances donne lieu à l'application de pénalités qui peuvent dans certains cas se cumuler.

#### *7.2.3.1 Défaillance déclarée préalablement à l'Heure Limite d'Accès au Réseau (HLAR)*

Cette défaillance permet à l'acteur de déclarer une défaillance pour la journée J préalablement à l'heure limite d'accès au réseau (16h30 en J-1) et de ne pas cumuler les différentes défaillances déclaratives prévues au contrat qui donneraient lieu à l'application de plusieurs pénalités.

Dans ce cas, la seule pénalité appliquée sera, pour chaque pas demi-horaire pour lesquelles une défaillance est déclarée, la pénalité de base multipliée par la puissance défaillante :

$$Pénalité_{pas\ demi\ horaire} = P_{défaillante} \times Pénalité_{base}$$

La pénalité associée à cette défaillance peut être réduite dans le cas où la nature de la défaillance serait technique (le coefficient C de la pénalité est égal à 1).

En lien avec les dispositions prévues sur la modification des engagements d'un acteur (cf. §7.4), qui prévoient notamment de supprimer les justifications de défaillances techniques, RTE propose de supprimer la distinction du niveau de pénalisation selon si la défaillance est de nature technique. Ainsi, quelle que soit la nature de la défaillance, la pénalisation serait la même.

Afin d'inciter l'acteur à déclarer sa défaillance dès qu'il en a connaissance, RTE a proposé lors du GT du 19 février que dans ce cas de défaillance, le coefficient C soit ramené à 1,1 au lieu de 1,35.

Pour plus de lisibilité, **RTE propose finalement la formule de pénalisation suivante (qui revient à peu près au même que d'avoir un coefficient C égal à 1,1) :**

$$\boldsymbol{Pénalité_{pas\ demi\ horaire}} = \boldsymbol{P_{défaillante}} \times \mathbf{80\%}\ \boldsymbol{Pénalité_{base}}$$

La déclaration d'un aléa technique resterait possible, a minima pour l'année 2021, à travers le cas particulier des défaillances déclarées liées à un aléa technique).

**Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants à la consultation.**

#### *7.2.3.2 Défaillances relatives aux déclarations à la HLAR*

RTE demande au titulaire du contrat RR-RC des déclarations complètes dès 16H30 en J-1, avec possibilité de redéclarer et de corriger en J-1. La transmission de la LE à 16h30 ainsi que des offres associées permettent à RTE de disposer d'assez de temps pour préparer l'exploitation via la préparation du plan de réserves.

Les cas donnant lieu à la détection de cette défaillance la veille juste après 16h30 sont actuellement les suivants :

- non-transmission de LE ;
- non transmission de tout ou partie des offres MA
- non-conformité des conditions d'utilisation des offres (CUO) des offres déposées sur le MA.

Cette défaillance donne lieu à l'application d'une pénalité forfaitaire (20€/MW défaillant). RTE ne souhaite pas revenir sur le niveau de pénalisation mais propose toutefois de supprimer **le contrôle des CUO des offres MA sur cette défaillance,** par homogénéité avec le contrôle sur la liste d'engagement qui, à ce stade, ne vérifie pas sa conformité.

La non-conformité des CUO reste pénalisée dans le cadre des défaillances relatives à la soumission d'offres non conforme à la liste d'engagement.

*Cas particulier des erreurs de forme*

Par ailleurs, une erreur de forme dans la transmission de la LE (ex : faute de frappe sur le nom de de l'EDA) ou des offres est susceptible de donner lieu à l'application de pénalités au titre des défaillances relatives aux déclarations à la HLAR avec l'application de pénalité mentionnée ci-dessus qui est proportionnelle à la puissance défaillante.

En pratique, pour une erreur de forme dans la transmission de la LE ou des offres, il serait plus pertinent d'appliquer une pénalité forfaitaire qui ne dépend pas de la puissance et que le contrôle ne se fasse pas uniquement à la HLAR.

**RTE propose d'introduire une nouvelle pénalité pour couvrir ce type de défaillance et propose la mise en place d'une pénalité forfaitaire d'un montant de 500€. RTE considère que le niveau de cette pénalité permet de refléter les frais de réintégration associés.**

EDF a proposé de réduire le niveau de la pénalité forfaitaire pour les défaillances relatives aux déclarations à la HLAR aujourd'hui fixée à 20€/MW. En effet, EDF considère que cette pénalité est purement formelle et qu'il n'est pas justifié que le montant de cette pénalité soit plus élevé que celui de la pénalité liée à l'absence de soumission d'offres à DOmin 15 minutes (dont la pénalité est fixée à 10€/MW). De la même manière, Energy Pool considère que cette défaillance est une erreur administrative et devrait faire l'objet de la défaillance proposée pour sanctionner les erreurs de forme.

RTE ne partage pas cette vision et rappelle que cette pénalité vise à sanctionner le manque de visibilité

que l'absence déclaration à la HLAR entraîne pour RTE. En effet, dans ce cas, RTE n'est dès lors pas en mesure de construire son plan de réserves. Cette défaillance et sa pénalisation ne sont donc pas purement administratives. Enfin, dans la mesure où la pénalité pour l'absence de soumission d'offres à DOmin 15 minutes sanctionne une capacité dont la valeur a été surestimée à l'appel d'offres l'AO, ces deux défaillances ne sont donc pas tout à fait comparables.

**Toutefois au regard des prix marginaux journaliers moyens des produits de RR et de RC, RTE propose de réduire la pénalité forfaitaire journalière à 15€/MW défaillant.**

#### *7.2.3.3 Défaillance relative au Préavis de Redéclaration de la Liste d'Engagement*

La redéclaration de la LE est un processus opérationnel, mis en place par RTE pour inciter les acteurs à déclarer au plus vite leurs engagements. Le non-respect par le titulaire du processus prévu dans le contrat pour le préavis de redéclaration de la liste conduit à une perte de visibilité liée à une redéclaration de la LE à moins d'1h du temps réel.

Pour une redéclaration ne respectant pas le délai de neutralisation d'1 heure en amont du temps réel, la défaillance est pénalisée à hauteur de 10% de la pénalité de base suivant la formule suivante :

$$Pénalité = 0{,}10 \times P_{défaillante} \times Pénalité_{base}$$

où $P_{défaillante}$ est la puissance considérée comme défaillante.

**Comme exposé au 7.1.3.3, RTE propose de supprimer cette défaillance et sa pénalisation. En contrepartie, les redéclarations de LE ayant lieu à moins d'une heure du temps réel ne seront plus prises en compte, par cohérence avec ce qui est fait pour la redéclaration du programme d'appel ou d'une offre sur le MA (délai de neutralisation d'une heure). Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants à la consultation.**

#### *7.2.3.4 Défaillance relative à la Conformité de la Liste d'Engagement*

Une non-conformité de la LE (ex : puissance déclarée insuffisante au regard de l'engagement, EDA déclarée au-delà de sa puissance agréée, EDA non agréée) donne lieu à l'application de la pénalité de base sur chaque pas demi-horaire où une défaillance est constatée, suivant la formule suivante :

$$Pénalité_{pas\ demi\ horaire} = P_{défaillante} \times Pénalité_{base}$$

**RTE propose de conserver le mode de calcul de la pénalité associée. En revanche, pour plus de lisibilité, cette défaillance pourrait être regroupée dans une même section que celle des défaillances relatives à la soumission d'offres non conforme à la liste d'engagement. Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants à la consultation.**

#### *7.2.3.5 Défaillance relative à l'Absence de Soumission d'Offres à $DO_{min}$ 15 minutes*

Ce cas de défaillance a été introduit dans le contrat RR RC 2020 en remplacement de la défaillance relative à l'absence d'utilisation d'EDA à DMO 9 minutes, suite à la modification des produits effectuée dans le cadre de la consultation 2020. Cette défaillance vise donc à pénaliser les acteurs qui malgré leur engagement de type 13120C ou 30090C ne soumettrait pas d'offres à DOmin inférieure ou égale à 15 minutes. Le contrôle est effectué sur les conditions d'utilisation des offres déposées sur le MA.

Il est encore prématuré de tirer dès aujourd'hui un retour d'expérience de l'application de cette défaillance. Celui-ci pourra être effectué plus tard dans l'année.

**Dans l'attente de ce REX, RTE propose d'ores et déjà de simplifier le mode de calcul de cette pénalité.**

En effet, par analogie avec la formule de pénalité applicable précédemment à l'absence d'utilisation d'EDA à DMO 9 minutes, la formule de pénalité qui a été proposée dans le contrat 2020 est proportionnelle à la prime fixe applicable aux produits (RR ;30) ou (RC ;30), en fonction du type d'engagement :

$$Pénalité_{jour\ J} = P_{défaillante} \times PF_{J,13030\ ou\ 30030}$$

Avec :

- $PF_{J,13030}$, la prime fixe journalière (en €/MW/jour) des Engagements de Type 13030 applicable aux Engagements de type 13090C et 13120C pour la journée J ;
- $PF_{J,30030}$, la prime fixe journalière (en €/MW/jour) des Engagements de Type 30030 applicable aux Engagements de type 30090C pour la journée J ;
- et $P_{défaillante}$, la puissance considérée comme défaillante au titre du présent article.

Cette référence de prix se justifie par le fait que le choix d'appliquer une pondération à l'interclassement permet de prendre en compte des problématiques opérationnelles mais ne reflète pas une différence de valeur entre les capacités. De plus, les cas où RTE aurait besoin de recourir à ce type de capacité concernent nécessairement des cas où le besoin de tenue en énergie est limité, ce qui justifie d'avoir recours aux plus petit produits (RR30 ou RC30, selon le cas). Toutefois, avec la mise en œuvre de l'appel d'offres journalier RR RC, il n'y a pas de référence de prix équivalente puisque seuls 2 produits sont contractualisés, ce qui conduit dans un premier temps à prendre comme référence les produits annuels et n'est donc pas optimal. Par ailleurs, comme RTE propose de ne garder que 2 produits à l'appel d'offres annuel également, les références de prix des produits RR30 et RC30 vont disparaître.

**RTE propose de remplacer la référence à la prime fixe relative au produit RR30 ou RC30 par une pénalité forfaitaire, égale à 2 fois le bonus à l'interclassement** de façon à garder une incitation à mettre à disposition le produit à DOmin 15' contractualisé. La formule de pénalisation serait donc :

$$Pénalité_{jour\ J} = P_{défaillante} \times 10\ €/MW$$

**Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants à la consultation.**

#### *7.2.3.6 Défaillances relatives à la Soumission d'Offres Non Conforme à la Liste d'Engagement*

Ces défaillances sont dans le même esprit que la défaillance relative à la conformité de la LE et sont pénalisables à hauteur de la pénalité de base.

**Comme indiqué au 7.2.3.4, RTE propose de regrouper ce cas de défaillance dans la même catégorie que la défaillance relative à la conformité de la liste d'engagement. Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants.**

#### *7.2.3.7 Défaillance relative à la redéclaration de stock*

Cette défaillance correspond à un cas particulier : celui où un acteur aurait déclaré une absence de contrainte de stock dans sa liste d'engagement en y indiquant la valeur -1 dans le champ *nombre d'aléas*. Une défaillance est détectée dans le cas où ce même acteur redéclarerait un stock inférieur à celui de son engagement RR RC.

L'acteur a donc bien le droit de redéclarer un stock mais il faut que le stock restant au moment de la redéclaration permette bien de couvrir l'engagement en énergie lié à son contrat RRRC.

RTE rappelle qu'il n'est aujourd'hui pas encore possible d'indiquer cette valeur -1 dans la LE mais que cela devrait être possible au lancement de la plateforme TERRE.

**Dans le contrat RR RC, l'identification de la défaillance est décrite uniquement par une formule. RTE propose d'expliciter littéralement ce que décrit la formule de façon à gagner en lisibilité.**

La pénalisation se base quant à elle sur l'application de la pénalité de base à la puissance défaillante. RTE propose de ne pas revenir sur le niveau de cette pénalité.

**Enfin, cette défaillance pourrait également être regroupée avec les cas 7.2.3.4 (non-conformité de la LE) et 7.2.3.6 (non-conformité des offres). RTE propose toutefois de l'isoler car elle correspond à un cas particulier. Les acteurs sont invités à exprimer leur préférence quant à cette proposition, l'objectif poursuivi restant une amélioration de la lisibilité.**

**Ces propositions n'ont pas fait l'objet de remarque de la part des répondants.**

#### *7.2.3.8 Cas particulier des Défaillances déclarées liées à un Aléa Technique*

Il s'agit d'un cas spécifique : en effet, si la défaillance déclarée est imputable à un aléa technique, le titulaire du contrat peut solliciter une réduction de pénalités. Cette défaillance se distingue de la défaillance déclarée préalablement à la HLAR dans la mesure où la déclaration peut intervenir après la HLAR.

La notion d' « aléa technique » est définie de manière limitative dans le contrat puisque plusieurs conditions cumulatives doivent être remplies pour qualifier l'aléa technique. Le titulaire doit démontrer qu'il a essayé de compenser la défaillance causée. Au titre de cette catégorie, sont visées les défaillances qui concernent les EDA agréées, celles qui ne peuvent pas être compensées par le portefeuille de l'acteur.

En cas de survenance d'un évènement qui répondrait aux caractéristiques de l'Aléa Technique définit au contrat RR-RC, l'acteur devra fournir à RTE des éléments justificatifs sur la nature et les conséquences de de l'aléa technique. En outre, l'acteur doit justifier avoir procédé à deux (2) tentatives d'échanges de réserve infructueuses (NER).

La pénalité applicable à cette défaillance se calcule par rapport au niveau de la prime fixe applicable à l'engagement sur lequel l'acteur a notifié une défaillance.

$$Pénalité_{pas\ demi\ horaire} = P_{défaillante} \times 4 \times PF_i$$

où $PF_i$ est la Prime Fixe pour le Type d'Engagement i rapportée au Pas Demi-Horaire concerné.

Cette pénalité se substitue aux pénalités prévues pour Défaillance déclarée préalablement à l'heure limite d'accès au réseau (7.2.3.1) et Défaillance relative à la conformité de la liste d'engagement (7.2.3.4).

Dans la mesure où :

- RTE propose de supprimer la justification technique pour la modification des engagements initiaux (cf. 7.4) et ne distingue plus la nature technique de la défaillance dans la défaillance notifiée avant la HLAR ; et
- Les nouvelles modalités d'agrément devraient faciliter le recours à mes moyens de secours (via le portefeuille de l'acteur ou via un échange de réserves) ;

l'opportunité de conserver ce cas particulier de défaillance peut être interrogée.

**Toutefois, RTE propose de conserver pour le moment ce cas particulier dans le jeu de règles. Cette proposition pourra être réinterrogée lors de la concertation de l'année 2021.**

**De plus, RTE propose :**

- **à l'instar de la proposition faite sur le calcul de la pénalité de base de remplacer le terme Prime fixe dans la formule de pénalisation par le terme Prix Marginal, calculé de la même façon que pour la pénalité de base.**
- **de supprimer la justification des 2 tentatives d'échanges de réserves infructueuses.**

**Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants à la consultation.**

### 7.2.4 Les défaillances constatées

On distingue actuellement **4 types de défaillances constatées** :

- Défaillance constatée de disponibilité effective d'une EDA proposée dans la liste d'engagement ;
- Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la liste d'engagement ;
- Défaillance relative au manque de puissance constaté sur plusieurs activations d'une EDA proposée dans la liste d'engagement ;
- Non-respect des exigences relatives aux dispositifs techniques des receveurs d'ordre.

De la même façon que pour les pénalités déclarées, la constatation de ces défaillances donne lieu à l'application de pénalités qui peuvent dans certains cas se cumuler.

#### *7.2.4.1 Défaillance constatée de disponibilité effective d'une EDA inférieure à l'engagement*

Lorsque RTE constate, sur une demi-heure, que la puissance effectivement mise à disposition de RTE est inférieure à la puissance que le titulaire s'est engagée à fournir à RTE, la pénalité appliquée est égale à :

$$Pénalité_{30\,min} = P \times \left(Pénalité_{base} + \frac{Prix_{offre}}{2}\right)$$

La pénalité est proportionnelle au prix de l'offre d'ajustement sommée à la pénalité de base. Etant donné qu'elle n'a pas été déclarée, RTE impose une pénalité plus forte, d'où la composante supplémentaire.

**Dans la mesure où il s'agit d'un contrôle très théorique et où la proposition de refonte de la procédure d'agrément s'accompagne de la possibilité pour RTE de tester les capacités agréées de façon « surprise » (cf.** Erreur ! Source du renvoi introuvable.**), RTE propose de supprimer ce cas de défaillance. Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants à la consultation.**

#### *7.2.4.2 Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la liste d'engagement*

##### *7.2.4.2.1 Esprit de la proposition*

Lorsqu'une défaillance est liée, soit à l'impossibilité de joindre le receveur d'ordre, soit au refus d'activation, soit à la mise en évidence d'une défaillance lors du contrôle de réalisé du MA, le titulaire est aujourd'hui redevable d'une pénalité égale à (par pas demi-horaire concerné par l'ajustement) :

$$Pénalité_{30\,min} = P \times \left( Pénalité_{base} + \frac{1}{2} \times Prix_{offre} \times \max\left( 1 ; \frac{moy\{Prix_{offre}\}_{7\ jours}}{moy\{EPEX\}_{7\ jours}} \right) \right)$$

Ainsi, la pénalité est quasiment proportionnelle au carré du prix d'offre. En cas d'activation défaillante, les EDA dont le prix variable est faible seront donc moins pénalisées que les EDA pour lesquelles le prix variable est élevé. Cette situation permet de prendre en compte le fait qu'une capacité dont le prix variable est faible est plus souvent activée sur le MA, et pour laquelle il est donc plus probable qu'elle subisse des défaillances lors d'appels sur le MA.

Hors refus d'activation ou impossibilité de joindre le receveur d'ordre, il existe cependant une grande tolérance sur le critère de défaillance à l'activation puisque c'est aujourd'hui le critère de défaillance du contrôle du réalisé du MA qui est appliqué (permettant une tolérance de 20% au sous-ajustement sur l'ajustement demandé). Ce critère est aujourd'hui plus souple que ce qui est demandé lors de l'agrément.

La logique actuelle réside donc dans une forte pénalisation mais une relative souplesse vis-à-vis du critère de défaillance à l'activation.

Or les acteurs contestent depuis plusieurs années le niveau de pénalisation de cette défaillance et ont demandé au cours des dernières concertations une évolution de cette pénalité. **RTE propose ainsi de rééquilibrer cette pénalité en revoyant le critère de défaillance mais en pénalisant moins durement la défaillance.**

**Ainsi, le refus d'activation ou l'impossibilité de joindre le receveur d'ordre resteraient des critères de défaillance mais à la place du critère de défaillance du contrôle du réalisé du MA, il est proposé que la défaillance à l'activation se fonde sur la notion d'écart d'ajustement, tel que défini dans les règles MA-RE et qui entrera en vigueur à compter de la date T[1] prévue dans ces règles.**

L'écart d'ajustement est défini comme la différence entre le volume attendu théorique (≈ l'ordre passé) et le volume réalisé. Il est défini à un pas 5 minutes, ce qui permet de contrôler plus finement qu'aujourd'hui le réalisé et notamment le respect du DMO.

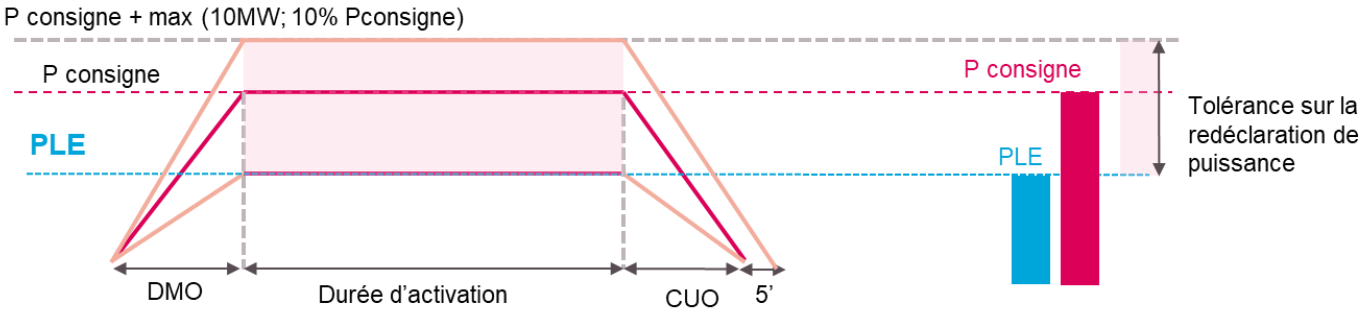
Pour les EDA engagées en RR RC, le volume attendu théorique correspond aujourd'hui à l'ordre initial transmis par RTE (programme de marche théorique tracé par RTE).

#### *7.2.4.2.2 Déclaration du programme de marche après la date M'*

A compter de la date M' prévue dans les règles MA-RE, un acteur d'ajustement aura la possibilité de renvoyer son programme de marche pour une offre spécifique. Dans ce cas, les règles MA-RE prévoient que ce programme de marche ne puisse pas remplacer le volume attendu théorique pour des EDA qui ont un engagement en RR RC sur la journée considérée.

Il est proposé de revoir ce principe en permettant à l'acteur de redéclarer un programme de marche selon une certaine plage de tolérance présentée dans le schéma ci-dessous.

[1] A fortiori, la date T sera courant S2 2020.




Si le programme de marché déclaré par l'acteur se situe dans cette plage de tolérance, alors il pourra être pris comme référence pour le volume attendu théorique. S'il n'est pas compris dans cette plage, alors le programme de marche théorique ne sera pas remplacé par le programme déclaré par l'acteur et l'acteur sera nécessairement en écart s'il respecte le programme de marche qu'il a déclaré.

La plage ainsi proposée permettrait à un acteur de re-déclarer une puissance comprise entre la puissance engagée dans la LE et 110% de la puissance de consigne envoyée par RTE, ce qui permettrait à un acteur qui offre davantage sur le MA que son engagement RRRC, d'avoir une chance de se rattraper s'il s'avère qu'il ne peut pas réaliser ce qui lui est demandé. En revanche, le DMO et la durée d'activation demandée devront être strictement respectés dans le renvoi du programme de marche. Cette proposition est décrite à l'article 5.1 des règles RRRC proposées à la consultation.

#### *7.2.4.2.3 Critère de défaillance RR-RC de la proposition initiale*

En ce qui concerne le critère de défaillance RR-RC, explicité à l'article 8.3.1 des règles RR-RC, RTE propose de différencier dans les règles le critère de défaillance selon si la défaillance intervient avant la date M' ou après la date M'. Ainsi, le critère de défaillance proposé est plus souple avant la date M' et plus exigeant après M', une fois que les acteurs pourront renvoyer leur programme de marche.

**RTE a proposé, lors de la consultation, le critère de défaillance suivant :**

- **Avant M' : un écart d'ajustement négatif (=sous-ajustement) de plus de 5% par rapport au volume demandé serait considéré comme une défaillance au titre des règles RR-RC. Un écart d'ajustement positif (=un sur-ajustement) ne serait pas considéré comme une défaillance**. Le critère de 5% renvoie au critère de réussite aujourd'hui appliqué pour les tests d'agrément. RTE considère en effet qu'il convient de s'aligner au maximum sur le niveau d'exigence demandé lors des tests d'agrément dans le contrat RR RC actuel. En revanche, RTE ne propose pas de critère de défaillance sur le sur-ajustement alors que dans les tests actuels, pour une EDA injection RPT, la puissance fournie ne peut excéder de 5% l'ordre envoyé.
- **Après M' : tout écart d'ajustement négatif (=sous-ajustement) serait considéré comme une défaillance au titre des règles RR-RC. Un écart d'ajustement positif (=sur-ajustement) de plus de 5% par rapport au volume demandé serait également considéré comme une défaillance au titre de RR-RC.** Cette faible tolérance s'explique par le fait que comme les acteurs ont la possibilité de renvoyer un programme de marche, il existe déjà une tolérance par rapport à l'ordre envoyé via la possibilité de re-déclaration du programme de marche dans une plage comprise entre la puissance indiquée dans la LE et +10% par rapport à l'ordre.

Enfin, l'écart d'ajustement étant calculé au pas 5' et la puissance défaillante étant au pas 30 min, RTE a proposé que la puissance défaillante sur un pas demi-horaire donné corresponde au maximum de la puissance défaillante de chaque pas 5 minutes constituant le pas demi-horaire dans la limite de la puissance engagée dans la LE.

Dans tous les cas, une défaillance à l'activation au titre des règles RR-RC ne peut concerner qu'un

ajustement à la hausse et concerne une plage temporelle sur lequel au moins une offre d'ajustement spécifique à la hausse est activée. Plus précisément, sur un pas demi-horaire donné, s'il y a uniquement une activation d'une ou plusieurs offres standard, cette activation ne comptera pas comme une défaillance RR RC si jamais elle ne respecte pas le critère de réussite d'une activation RR-RC. En revanche, sur un pas demi-horaire donné, s'il y a une activation mixte (activation standard et activation à la hausse en spécifique), RTE regardera le volume total réalisé et pénalisera tout écart d'ajustement ne respectant pas le critère de réussite d'une activation des règles RR-RC dans la limite de la puissance engagée dans la LE.

#### *7.2.4.2.4 Pénalisation d'une défaillance à l'activation*

**Concernant le niveau de la pénalisation, RTE a proposé en contrepartie d'un critère de défaillance plus strict de revoir le niveau de la pénalisation à la baisse. La pénalité suivante a été proposée:**

$$\boldsymbol{P\acute{e}nalit\acute{e}_{30\,min}} = \boldsymbol{P\ d\acute{e}faillante} \times (\boldsymbol{P\acute{e}nalit\acute{e}_{base}} + \max(\mathbf{0}; \boldsymbol{PME}\ ))$$

**Où *PME* correspond au prix marginal d'équilibrage tel que défini dans les règles MA-RE, soit le prix de la dernière offre appelée dans la tendance pour motif P=C.**

RTE considère que la référence au PME est une bonne référence pour RR RC dans la mesure où il est représentatif de l'état de tension du système électrique. En particulier, il reflète ce que cela coûte à RTE d'activer l'offre suivante dans la préséance économique si l'offre activée n'est pas disponible.

En outre, RTE rappelle qu'une activation défaillante aura des répercussions sur l'agrément car il ne sera pas possible pour l'acteur d'engager l'EDA défaillante pendant une certaine durée, comme détaillé au paragraphe **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**.

#### *7.2.4.2.5 Retours de la consultation*

Ces propositions ont fait l'objet de nombreux retours de la part des acteurs (Alpiq, Dalkia, EDF, Engie, Energy Pool, Flexcity Liberty Aluminium Dunkerque, Novajoule, SGE), en particulier la proposition concernant le critère de défaillance après la date M'. Les principales propositions reçues sont présentées ci-après.

- **Déclaration du programme de marche après la date M'**

Engie a proposé que le programme de marche renvoyé par l'acteur soit accepté dès lors qu'il est compris entre 95% PLE et 150% de la Puissance demandée en soutirage.

**RTE souhaite conserver la bande de tolérance proposée dans sa proposition initiale concernant l'acceptation du programme de marche (PM) renvoyé par acteur en remplacement du PM théorique tracé par RTE**.

En effet :

- Si la puissance de consigne demandée par RTE est supérieure ou égale à la puissance engagée dans la LE ($P_{LE}$), l'acteur ayant un engagement à $P_{LE}$ (pour lequel il a été rémunéré), il n'est pas acceptable que la référence pour le PM théorique puisse être inférieure à la puissance engagée dans la LE, d'autant plus qu'un sous-écart d'ajustement de 10 %(cf. proposition révisée ci-dessous) reste possible sans causer de défaillance au titres des règles RRRC ;
- Les règles MA-RE prévoient que, pour une offre spécifique, le PM envoyé par l'acteur puisse remplacer le PM théorique tracé par RTE si celui-ci est inférieur à 110% de la puissance de consigne demandée. RTE considère qu'il n'est pas justifié que pour la RR RC, le critère appliqué soit plus souple que celui appliqué aux offres spécifiques libres.

Enfin, suite à une remarque d'EDF, **RTE a précisé à l'article 5.1 que la re-déclaration de la puissance doit être comprise entre le minimum entre la puissance de consigne et la puissance engagée dans la LE**, afin de couvrir le cas où la puissance de consigne est inférieure à la puissance engagée dans la LE.

- **Critère de défaillance**
  - ***Avant la date M' :***

**La proposition de ne pas avoir de critère de défaillance RR-RC sur le sur-ajustement est favorablement accueillie par les acteurs. RTE propose donc de maintenir sa proposition sur ce point.**

Concernant le critère de défaillance sur le sous-ajustement, les propositions suivantes ont été reçues :

- Energy Pool remet en cause la notion d'écart d'ajustement comme base de la défaillance et propose de garder la notion de défaillance au titre du MA (aujourd'hui au pas 30 minutes mais qui passera au pas 10 minutes après la date T prévue dans les Règles MA-RE) qui permet une tolérance au sous-ajustement allant jusqu'à 20% jusqu'à la date U prévue dans les règles MA-RE et 10% après la date U ;
- SGE ne remet pas en cause le passage à l'écart d'ajustement comme critère de défaillance RR-RC mais propose d'augmenter la tolérance et de la passer à 10% ;
- EDF considère que les comptages restant réalisés à un pas de 10 minutes, le simple effet de moyenne avec les pas 5 minutes comprenant les pentes de montée et de descente conduirait dans ce cas à des défaillances quasi-systématiques.

RTE rappelle que la suppression de la procédure d'agrément en amont de la mise à disposition des capacités doit s'accompagner de contreparties pour RTE lui permettant de s'assurer de la fiabilité des capacités mises à disposition par les acteurs suivant le même niveau d'exigence que ce que RTE demande aujourd'hui.

RTE considère donc qu'un critère basé sur la défaillance du contrôle de réalisé du MA n'est pas suffisant pour garantir ce niveau de fiabilité dans la mesure où :

- ce critère laisse une trop grande tolérance (20% au sous ajustement, pas de défaillance sur le sur-ajustement)
- dans le modèle de valorisation à venir (après la date T prévue dans les règles MA-RE dont l'entrée en vigueur est prévue avant fin 2020), le critère de défaillance se fondera sur le volume attendu effectif (≈le volume déclaré par l'acteur) et non le volume attendu théorique (≈le volume attendu par RTE).

**RTE souhaite maintenir sa proposition et se baser sur la notion d'écart d'ajustement qui permet de se rapprocher davantage des critères aujourd'hui appliqués pour l'agrément et qui sont la contrepartie pour RTE à l'absence de tests d'agrément ex-ante.**

**Toutefois, du fait de la méthode de détermination des volumes réalisés qui reste au pas 10 minutes et des conventions de programmation et de trace du programme de marche, RTE propose d'assouplir le critère sur le sous-ajustement. Une tolérance accrue sur le sous-ajustement est ainsi proposée : une défaillance à l'activation sera constatée en cas d'écart d'ajustement négatif dépassant le maximum entre 10% et 5 MW par rapport au volume attendu théorique.**

Bien que les acteurs n'aient pas la possibilité avant la date M' de redéclarer leur programme de marche, RTE considère que l'absence de défaillance sur le sur-ajustement devrait permettre aux acteurs de respecter très largement ce critère.

  - ***Après la date M' :***
    - Critère de défaillance au sous-ajustement

Concernant le critère de défaillance au sous-ajustement, EDF a proposé que le contrôle de la

défaillance à l'activation soit inspiré des contrôles appliqués actuellement pour les tests d'agrément, moyennant quelques adaptations, notamment en ce qui concerne la puissance atteinte. Ainsi, EDF souhaite que le contrôle reste réalisé sur les pas 10 minutes complets inclus dans la plage d'activation, avec une tolérance au sous-ajustement de 5%.

RTE souhaite se fonder sur des données « génériques » du mécanisme d'ajustement afin de faciliter la mise en œuvre opérationnelle et d'améliorer la lisibilité du contrat. Créer une nouvelle donnée qui serait propre à RRRC pour contrôler les activations ne paraît donc pas souhaitable.

Comme proposé ci-dessus (avant la date M'), pour contrebalancer les effets indésirables liés à la **méthode de détermination des volumes réalisés ainsi qu'aux conventions de programmation et de trace du programme de marche, RTE propose d'aligner le critère sur le sous-ajustement avec celui proposé avant la date M'. De la même façon : une défaillance à l'activation sera constatée en cas d'écart d'ajustement négatif dépassant le maximum entre 10% et 5 MW par rapport au volume attendu théorique.**

- Critère de défaillance au sur-ajustement

**Concernant le critère de défaillance au sur-ajustement, la proposition d'avoir un critère de défaillance RR-RC sur le sur-ajustement dès lors que l'écart d'ajustement positif est supérieur à 5% du volume attendu théorique est contestée par l'ensemble des acteurs ayant répondu à la consultation.**

Dans la mesure où à compter de la date M', les acteurs ont la possibilité de redéclarer un programme de marche, **RTE estime qu'il est nécessaire de différencier le critère de défaillance à l'activation RRRC avant et après la date M**'.

Les règles MA-RE tolèrent une redéclaration du programme de marche (PM) par l'acteur jusqu'à 110% de la puissance demandée dans le cas de l'activation d'une offre spécifique. Comme indiqué précédemment, RTE considère qu'il n'est donc pas envisageable de tolérer, dans le cadre d'une EDA engagée en RRRC, une redéclaration au-delà de cette valeur.

Si les acteurs respectent strictement leur PM et que leur redéclaration est bien dans la bande de tolérance proposée pour la RR-RC, ils n'auront pas d'écart d'ajustement positif car cette valeur remplace le volume attendu théorique.

De plus, lorsque RTE active des offres d'ajustement, il n'est pas souhaitable que les acteurs délivrent une puissance très largement supérieure au demandé. Cela vaut aussi bien pour des EDA engagées en RR RC que pour des EDA qui ne sont pas engagées en RR RC.

Si l'ensemble des acteurs se comportaient ainsi, l'équilibre offre-demande ne pourrait être assuré. C'est pourquoi, bien que RTE incite les acteurs à re-déclarer ce qu'ils sont capables de faire, le nouveau modèle de valorisation des ajustements (qui entrera en vigueur après la date T prévue dans les règles MA-RE) prévoit de faire payer les écarts d'ajustement aux acteurs par rapport au volume attendu théorique, qui ne pourra s'écarter d'une certaine plage de tolérance. L'écart d'ajustement doit donc bien rester le fondement du critère de défaillance RR-RC comme rappelé précédemment.

En outre, pour les capacités engagées en RRRC, le modèle de contrat actuel permet de garantir, avant la mise à disposition de produits RRRC par une EDA, la capacité de cette EDA à délivrer le produit attendu à travers une procédure d'agrément conduite ex-ante. Lors de cette procédure, RTE s'assurait ainsi, pour les EDA de type injection, que le produit délivré respectait en particulier les conditions suivantes :

- pour les EDA de type injection RPT : pour chaque pas 10 min d, l'énergie délivrée doit respecter la condition suivante : EP10M(d) ≤ Max (1,05 Pordre; Pordre + 5 MW)
- pour les EDA de type injection RPD : sur l'ensemble des pas 10 min d de la période d'activation,

l'énergie délivrée doit respecter la condition suivante : ∑EP10M(d) ≤ Max (1,2 ∑Pordre; ∑Pordre + 10 MW)

Dans la mesure où dans la nouvelle proposition de RTE, les EDA ne sont plus soumises à cette démonstration et RTE ne souhaitant pas dégrader le niveau de qualité attendu du produit, RTE souhaite introduire une pénalisation du sur-ajustement dans le cadre des règles RRRC, en plus de la facturation des écarts d'ajustements ou des pénalités prévues par les Règles MA-RE. RTE considère également qu'il ne doit plus y avoir de différence de traitement entre les différents types d'EDA, notamment entre les EDA injection et les EDA soutirage.

RTE comprend néanmoins la position des acteurs qui considèrent que la tolérance proposée n'est pas suffisante. RTE propose de revoir sa proposition et d'augmenter la tolérance, notamment au regard des approximations structurelles du calcul de l'écart d'ajustement (comme exposé précédemment, ces approximations résultant du calcul du volume réalisé et des conventions de programmation et de trace du programme de marche).

**Une tolérance accrue sur le sur-ajustement est ainsi proposée : une défaillance à l'activation sera constatée en cas d'écart d'ajustement positif dépassant le maximum entre 40% et 5 MW par rapport au volume attendu théorique. Cette tolérance vient s'ajouter à la possibilité de déclarer un programme de marche qui dépasse de 10% l'ordre envoyé par RTE.**

- **Pénalisation d'une défaillance à l'activation**

Concernant le montant de la pénalité financière, EDF a proposé que, notamment dans le cas où RTE souhaiterait conserver une pénalisation du sur-ajustement, de revoir le calcul de la pénalité. Ainsi, EDF considère que la pénalisation devrait plutôt être en fonction du prix moyen pondéré à la hausse ou à la baisse, selon si l'écart d'ajustement est positif ou négatif, plutôt que fondée sur le prix marginal d'équilibrage (PME).

RTE entend l'argument avancé par EDF selon lequel la pénalisation au prix marginal d'équilibrage n'est pas fondée pour le sur-ajustement. En effet, dans la mesure où RTE a indiqué que le PME permettait de refléter ce que cela coûte à RTE d'activer l'offre suivante dans la préséance économique si l'offre activée n'est pas disponible, la pénalisation du sur-ajustement au PME n'est pas justifiée et les incitations prévues dans les règles MA-RE semblent suffisantes. **RTE propose donc qu'un sur-ajustement au-delà de la tolérance proposée ne soit pas pénalisé financièrement au titre des règles RR-RC mais qu'il donne cependant lieu à une pénalité sur l'agrément : l'écart d'ajustement positif sera ainsi comptabilisé comme un échec relatif à l'agrément.**

- **Estimation de la puissance défaillante**

Au regard du retour des acteurs sur ce point, **RTE propose que la puissance défaillante corresponde dès lors à la moyenne des écarts d'ajustements négatifs de chaque pas 5 minutes constituant le pas demi-horaire, dans la limite de la puissance engagée dans la LE**.

#### *7.2.4.3 Défaillance relative au manque de puissance constaté sur plusieurs activations d'une EDA proposée dans la liste d'engagement*

En pratique, une fois que l'acteur a agréé sa capacité, ce dernier pourrait uniquement viser d'atteindre les 80% de la puissance contractualisée et ainsi ne pas honorer son engagement. Pour maintenir l'incitation à mettre à disposition 100% de la puissance déclarée, le contrat RR-RC prévoit un contrôle de la puissance livrée sur plusieurs activations d'une EDA.

Aussi, cette défaillance permet de rattraper la tolérance permise sur la réalisation d'un ajustement par le critère de défaillance du contrôle de réalisé du MA. Son identification repose donc sur le contrôle des 10 dernières activations sur le MA d'une EDA lorsqu'elle est engagée en RR-RC.

**Au regard des propositions formulées concernant la pénalité à l'activation, ce contrôle ne paraît plus utile et il est donc proposé de supprimer ce cas de défaillance. Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants à la consultation.**

#### *7.2.4.4 Non-respect des exigences relatives aux dispositifs techniques des receveurs d'ordre*

Cette défaillance porte sur les exigences relatives aux performances du dispositif d'interface TAO. Ce sont des exigences techniques associées à la performance technique du système informatique. Ce contrôle se justifie par le fait que c'est l'heure à laquelle l'acteur lit l'ordre TAO qui fait foi pour la mise en œuvre d'un ajustement et non l'heure de dépôt de l'ordre.

A travers cette défaillance, l'acteur est ainsi incité à consulter régulièrement TAO pour s'assurer qu'il lit l'ordre dans les temps.

Le niveau de la pénalité correspond à la perte de la prime fixe de la journée pour laquelle il y a plus d'une minute où il n'y a pas de scrutation.

**RTE a proposé de revoir le montant de la pénalité applicable. A la place de la prime fixe, le montant de la pénalité serait alors égal à 50% du prix marginal applicable à l'engagement considéré.**

**RTE a invité les acteurs à donner leur avis sur cette proposition, dans la mesure où RTE considère qu'une pénalité forfaitaire pourrait également être proposée à la place.**

**En l'absence de retour des acteurs sur ce point, RTE propose donc de maintenir sa proposition.**

#### *7.2.4.5 Receveur d'ordre injoignable ou refus d'activation ou activation défaillante*

Lorsqu'une défaillance est liée, soit à l'impossibilité de joindre le receveur d'ordre, soit au refus d'activation, soit à la mise en évidence d'une défaillance lors du contrôle de réalisé, le titulaire est redevable d'une pénalité égale à (par pas demi-horaire concerné par l'ajustement) :

$$Pénalité_{30\,min} = P \times \left( Pénalité_{base} + \frac{1}{2} \times Prix_{offre} \times \max\left(1 ; \frac{moy\{Prix_{offre}\}_{7\ jours}}{moy\{EPEX\}_{7\ jours}}\right)\right)$$

avec P, la puissance défaillante.

Lorsque RTE n'a pu joindre le receveur d'ordre ou que le receveur d'ordre refuse l'ajustement, RTE considèrera que l'ordre d'ajustement aurait duré $DO_{max}$.

En cas d'activation défaillante, les EDA dont le prix variable est faible seront donc moins pénalisées que les EDA pour lesquelles le prix variable est élevé. Cette situation permet de prendre en compte le fait qu'une capacité dont le prix variable est faible est plus souvent activée sur le MA, et pour lesquelles il est donc plus probable qu'elle subisse des défaillances lors d'appels sur le MA.

Enfin, il est possible pour un acteur d'engager une seule EDA pour répondre à plusieurs types d'engagement. Dès lors, il convient de préciser comment est appliquée la pénalité au titre du contrat RR RC en cas d'activation défaillante.

**RTE propose que dans ce cas, la puissance défaillante soit ventilée entre les différents types**

**d'engagement au prorata de la puissance engagée sur chaque type d'engagement. Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants à la consultation.**

## 7.3 Transfert d'obligation

**Le contrat en vigueur autorise les échanges de réserve entre titulaires de contrat RR/RC.** Lorsque l'acteur A et l'acteur B notifient à RTE un transfert :

- l'acteur A continue d'être rémunéré par RTE ;
- la rémunération entre l'acteur A et l'acteur B fait l'objet d'un contrat privé ;
- l'acteur B devient redevable de l'ensemble des obligations vis-à-vis de la puissance transférée ;
- l'acteur B est l'acteur pénalisé en cas de défaillance de son EDA.

Si le titulaire souhaite procéder, après 16h30 en J-1, à un échange de réserve pour une période du jour J, il doit alors notifier cet échange à son un interlocuteur opérationnel de RTE, en complément de son interlocuteur commercial

En 2018, RTE a proposé de revoir le processus de NER en visant, en mode nominal, un envoi par chacune des parties d'un fichier de NER à une application dédiée assurant l'appariement en continu. Le processus actuel par mail constituera alors un mode dégradé. Les développements des outils nécessaires à ce processus sont en cours et RTE notifiera avec un préavis de 3 mois la mise en service de l'application.

Par ailleurs, RTE a restreint à 7 jours la durée entre la notification de la NER et la fin de la période de livraison concernée par l'échange afin de limiter le risque financier porté par RTE, ce qui permet de maintenir l'absence d'un mécanisme de garantie bancaire sur le dispositif RR/RC. En effet, l'acteur acquéreur n'ayant pas forcément d'engagement auprès de RTE, les éventuelles pénalités qui pourraient lui être appliquées ne sont pas sécurisées par le versement d'une prime fixe.

**Energy Pool a regretté que cette durée soit toujours fixée à 7 jours. Néanmoins, en l'absence de mécanisme de sécurisation financière, RTE souhaite maintenir sa proposition.**

## 7.4 Modification des engagements à la demande de l'acteur

Un acteur peut demander la modification de ses engagements contractualisés (hors engagements contractualisés à l'appel d'offres journalier) si les conditions cumulatives suivantes sont remplies :

- L'acteur ne dispose plus d'assez d'EDA agréées dans son périmètre pouvant être proposées sur MA ; et
- Il a démontré que sa demande est liée à une défaillance technique dûment justifiée d'un ou plusieurs éléments constitutifs du périmètre agréé de ces EDA ; et
- Il a démontré avoir cherché à obtenir des NER suite à la défaillance technique (et doit soumettre à RTE des échanges d'email montrant au moins deux (2) tentatives infructueuses) ; et

- la demande de modification des engagements est notifiée à RTE avec un préavis d'au moins 6 semaines de façon à permettre à RTE d'organiser un appel d'offres complémentaire pour re-contractualiser le volume manquant.

Si la demande est acceptée, les engagements de l'acteur sont modifiés, sa prime fixe est revue à la baisse et l'acteur est redevable en sus d'une pénalité égale à 10% de la prime fixe qu'il n'a pas touché du fait de la modification des engagements.

Dans la mesure où la mise en œuvre de la contractualisation journalière facilitera la re-contractualisation des engagements résiliés et suite à la demande des acteurs lors de la concertation, RTE propose de simplifier la mise en œuvre de cet article en supprimant les justifications demandées et en réduisant le délai de préavis demandé.

Malgré l'absence de justification, RTE souhaite que les acteurs conservent une incitation à honorer leurs engagements contractualisés à l'appel d'offres annuel dans la mesure où RTE considère que la contractualisation de réserves rapide et complémentaire est un marché physique. **C'est pourquoi RTE souhaite qu'il y ait toujours une pénalité associée à la modification d'engagements initiaux et propose que la pénalité applicable soit la plus élevée des 2 valeurs suivantes :**

- **10% du prix marginal obtenu à l'appel d'offres annuel pour l'engagement résilié;**
- **la différence entre le prix marginal de l'appel d'offres journalier et le prix marginal de l'appel d'offres annuel.**

**En ce qui concerne le préavis dans lequel la modification des engagements doit être notifiée pour être acceptée par RTE, RTE a proposé dans les règles que ce délai soit de 10 jours ouvrés avant le début de la période concernée par la modification des engagements (option 1).**

RTE a en effet précisé pour la consultation qu'il estime que ce délai était nécessaire dans un premier temps pour :

- mettre à jour son besoin ;
- publier un besoin à jour pour l'appel d'offres journalier avant l'heure d'ouverture du guichet (dans la mesure où RTE propose que l'ouverture du guichet reste à 8 jours calendaires avant le jour de livraison, cf. partie **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

En effet, cette mise à jour et la publication vont dans un premier temps être des processus manuels. Ce délai pourra être réduit lorsque RTE sera en mesure d'automatiser les flux associés.

**RTE a soumis à consultation une deuxième option consistant à ce que ce délai soit, dans un premier temps également, de 5 jours ouvrés avant le début de la période concernée par la modification des engagements (option 2).** Dans ce cas, il a été précisé que son besoin ne serait pas nécessairement publié avant l'ouverture d'une enchère journalière et que le besoin définitif ne serait potentiellement connu que le jour de la fermeture de l'enchère.

**Les acteurs ont été invités à exprimer leur préférence entre l'option 1 et l'option 2 détaillées ci-dessus.**

1 acteur (SGE) s'est prononcé pour l'option 1 et 6 acteurs se sont prononcés pour l'option 2 (Alpiq, EDF, Engie, Energy Pool, Flexcity, Liberty Aluminium Dunkerque). 3 autres répondants ne se sont pas prononcés (CNR, Dalkia, Novajoule).

**Au regard des retours des acteurs, RTE propose donc de mettre en œuvre l'option 2.**

Certains acteurs (EDF, Energy Pool) ont demandé à ce que le délai de 5 jours ouvrés soit réduit au plus près du temps réel (J-2 a minima voire jusqu'à la clôture du guichet). RTE est d'accord pour étudier le besoin exprimé par EDF et Energy Pool. Toutefois, comme exposé ci-dessus, le processus de résiliation étant aujourd'hui très manuel, RTE n'est pas en mesure de permettre une résiliation moins de cinq jour ouvrés avant le temps réel avant mi 2022. **RTE propose d'introduire une date E dans les règles, à partir de laquelle il sera possible de notifier une modification d'engagements initiaux en J-2.** Au regard de cette échéance très courte, il est précisé que la notification de modification d'engagements initiaux devra se faire de façon automatisée via le SI de RTE (ces modalités seront précisées ultérieurement). Les notifications par mail ne seront dès lors pas acceptées.

### 7.4.1 Cas particulier si la modification des engagements concerne des engagements entre le 1er janvier 2021 et la Date J

Dans ce cas, **le préavis de 6 semaines est conservé**, de façon à ce que RTE puisse organiser un appel d'offres complémentaire, le cas échéant, pour couvrir les volumes manquants.

**La pénalisation se ferait sur le même principe que proposé ci-dessus**, à savoir le maximum entre les 2 valeurs suivantes pour chaque engagement résilié et pour chaque journée concernée :

- 10% du prix marginal obtenu à l'appel d'offres annuel pour l'engagement résilié;
- la différence entre le prix marginal de l'appel d'offres complémentaire et le prix marginal de l'appel d'offres annuel.

Dans la mesure où il est possible qu'il y ait plusieurs appels d'offres complémentaires (cf. partie **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**), la question de la référence à prendre pour le calcul de la pénalité se pose pour les appels d'offres complémentaires qui seraient organisés après le 1er janvier 2021.

Energy Pool a ainsi proposé qu'au lieu de prendre comme référence le prix de l'appel d'offres annuel, le prix de référence corresponde à une pondération entre le prix de l'appel d'offres annuel et le prix du premier appel d'offres complémentaires organisé fin 2020.

Néanmoins, dans la mesure où il n'est pas nécessairement possible d'identifier le mode de contractualisation de l'engagement résilié et que différencier la pénalité en fonction du nombre d'appel d'offres complémentaire serait de nature à complexifier le dispositif, **RTE propose dans un souci de simplicité que la pénalité soit toujours calculée par référence au prix de l'appel d'offres annuel** (sans inclure de pondération liée aux volumes contractualisés lors du 1er appel d'offres complémentaire organisé) **et que le principe présenté ci-dessus soit dès lors appliqué à tout appel d'offres complémentaire**.

## 7.5 Cas de résiliation/révision spécifiques

### 7.5.1 Résiliation par l'acteur

Un acteur peut demander une résiliation du contrat dès lors que les pénalités facturées sont supérieures à 140% de la prime fixe. La résiliation ne peut prendre effet que 6 semaines après la demande, ce qui permet à RTE de contractualiser à nouveau la puissance manquante. Pendant ce délai, l'acteur d'ajustement reste redevable de son engagement.

RTE propose de reconduire ces modalités en réduisant le délai pour la prise d'effet de la résiliation après la Date J, qui passerait alors à 15 jours ouvrés.

### 7.5.2 Résiliation par RTE

RTE prévoit la possibilité de résilier le contrat avec un participant si l'une des cinq conditions de l'article est remplie :

- non-paiement par le Titulaire de toute somme due à RTE ;
- manquement répété de l'une des parties à ses obligations contractuelles ;
- défaillance cumulée supérieure à 3% (en durée) ;
- manque d'EDA agréées et absence de secours pour couvrir ses engagements un mois avant l'entrée en vigueur desdits engagements (dans ce cas, le titulaire doit démontrer à RTE qu'il a mis en œuvre tous ses efforts pour obtenir un secours) ;

**RTE propose également de reconduire ces dispositions à l'exception de la condition sur le manque d'EDA que RTE propose de supprimer.**

La résiliation donne lieu au versement d'une pénalité égale à 10% de la prime fixe non encore versée.

## 8. REPONSES DETAILLEES

| Acteur | Sujet | Document | Article concerné | Commentaire | Proposition de modification | Réponse de RTE |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Agrément** | | | | | | |
| **Novajoule** | **Agrément** | Règles RR-RC | § 6.4 | NovaJoule salue et apprécie l'évolution importante des conditions d'Agrément des EDA proposée à partir de 2021. | | RTE prend bonne note de ce retour |
| **EDF** | **Modalités transitoires agrément** | Règles RR-RC | 6.3 | Avec les nouvelles modalités d'agrément proposées par RTE, la notion de puissance agréée avec ou sans SSY n'existe plus, ce qui interroge sur la mise en œuvre concrète de la disposition "Les Agréments octroyés et encore actifs au 31 décembre 2020 seront reconduits en 2021 à condition que la constitution des EDA concernées n'évolue pas au 1er janvier 2021 et que les critères de maintien de l'Agrément définis à l'article 6.5 soient remplis au 1er janvier 2021." | La formulation devrait préciser que la puissance agréée reconduite sera le maximum entre la puissance agréée avec et sans SSY. | Une clarification est effectivement nécessaire sur ce point et des précisions ont été apportées à l'article 6.3. |
| **SGE** | **Tests** | Règles RR-RC | 6.5 | Il n'est pas précisé de délai pour que l'acteur soit informé du fait qu'une activation résulte d'un test.<br>Nous proposons un délai au plus court, et à minima d'harmoniser les règles RRRC avec les règles mécapa sur ce point.<br><br>Compte tenu du nombre de tests, le coût engendré par une rémunération au Prix Marginal d'Equilibrage serait de nature à renchérir le prix des offres de réservation | **Ajouter et modifier le texte en rouge au 4ième § : Le Participant ne sera informé qu'après l'activation de l'Offre sur le Mécanisme d'Ajustement, et au plus tard dans un délai de 2 jours ouvrés, que cette dernière résulte d'un test. Dans ce cas, l'activation est rémunérée au Minimum entre (200 €/MWh ; le Prix d'Offre à la Hausse proposé par le Participant).** | **Cf. proposition de RTE révisée et détaillée au** Erreur ! Source du renvoi introuvable. **du présent rapport**<br><br>RTE propose de s'aligner sur le délai de notification prévu pour le mécanisme de capacité, à savoir une notification dans un délai maximal de 15 jours ouvrés. Il est opérationnellement impossible pour RTE de s'engager sur un délai de 2 jours ouvrés.<br><br>Comme indiqué dans son rapport d'accompagnement, RTE souhaite s'aligner sur ce qui est fait dans d'autres mécanismes (mécanisme de capacité et appel d'offres effacement). RTE comprend toutefois les contraintes associées au fait que la rémunération au PME pourrait s'avérer insuffisante dans certains cas.<br><br>Plutôt que d'encadrer la durée totale des tests et revoir le niveau de rémunération, RTE propose de diminuer le nombre de tests maximal |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | qu'il est possible de réaliser sur une EDA et de passer à 3 tests au lieu de 5. |
| **Dalkia** | **Tests** | Règles RR-RC | Tests | RTE doit donner des gages aux acteurs sur la limitation des tests. | **- Il est nécessaire d'appliquer les mêmes limites que celles de l'agrément 2020 : limite en durée des tests à 4,5 heures de tests par an et rémunération au-delà du PME (200 €/MWh comme avant)**<br>**- Il est proposé de publier chaque année des éléments sur le volume des tests effectués** | **Cf. proposition de RTE révisée et détaillée au** Erreur ! Source du renvoi introuvable. **du présent rapport**<br><br>Comme indiqué dans son rapport d'accompagnement, RTE souhaite s'aligner sur ce qui est fait dans d'autres mécanismes (mécanisme de capacité et appel d'offres effacement). RTE comprend toutefois les contraintes associées au fait que la rémunération au PME pourrait s'avérer insuffisante dans certains cas.<br><br>Plutôt que d'encadrer la durée totale des tests et revoir le niveau de rémunération, RTE propose de diminuer le nombre de tests maximal qu'il est possible de réaliser sur une EDA et de passer à 3 tests au lieu de 5. |
| **Energy Pool** | **Rémunération des tests** | Règles RR-RC | 6.5 Tests | "Dans ce cas, l'activation est rémunérée au Prix Marginal d'Equilibrage, tel que défini à l'article 4.10.1.5 des Règles MA-RE, et non au Prix d'Offre à la Hausse proposé par le Participant."<br><br>Nous ne sommes pas en accord avec un Prix de Rémunération des Tests au PME, pour plusieurs raisons :<br>- le nombre de tests va augmenter (jusqu'à 5 par an contre 3 pour les autres mécanismes, et contre 1 par an au-delà de la période d'agrément pour la RR-RC jusqu'ici )<br>- le Prix de Rémunération des Tests sera forcément < 200 €/MWh, car le PME moyen est aux alentours de 80 €/MWh (alors que les capacités pour lesquelles le coût réel d'activation est très élevé pouvait avoir au moins 200€/MWh lors des tests d'agrément dans la RR-RC jusqu'ici)<br>==> le manque à gagner pour les acteurs ayant des coûts activation élevés sera très important<br><br>De plus, nous projetons :<br>- un manque de visibilité pour les acteurs des coûts des tests : paramètre non maitrisable et ayant une incidence financière importante<br>- une discrimination entre acteurs, si les activations sont réalisées à des Prix différents | Nous comprenons qu'il est nécessaire de fixer un Prix plafond pour les offres ayant des coûts d'activation élevés. Pour les offres ayant des coûts d'activation plus faible, pour limiter tout effet d'aubaine, le Test pourra être rémunéré au Prix d'Offre.<br><br>**Proposition : Rémunération des Tests au Prix de : Prix = Min (Prix Offre ; 200€/MWh)** | **Cf. proposition de RTE révisée et détaillée au** Erreur ! Source du renvoi introuvable. **du présent rapport**<br><br>RTE propose de s'aligner sur le délai de notification prévu pour le mécanisme de capacité, à savoir une notification dans un délai maximal de 15 jours ouvrés. Il est opérationnellement impossible pour RTE de s'engager sur un délai de 2 jours ouvrés.<br><br>Comme indiqué dans son rapport d'accompagnement, RTE souhaite s'aligner sur ce qui est fait dans d'autres mécanismes (mécanisme de capacité et appel d'offres effacement). RTE comprend toutefois les contraintes associées au fait que la rémunération au PME pourrait s'avérer insuffisante dans certains cas.<br><br>Plutôt que d'encadrer la durée totale des tests et revoir le niveau de rémunération, RTE propose de diminuer le nombre de tests maximal qu'il est possible de réaliser sur une EDA et de passer à 3 tests au lieu de 5. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **EDF** | **Tests** | Règles RR-RC | 6.5 | Bien que le nouveau système d'agrément sur base déclarative proposé par RTE entraîne par définition plus de tests post-agrément, EDF ne partage pas le fait qu'il entraîne nécessairement une augmentation du volume global de tests pour le système. L'effet principal est que les tests auparavant réalisés dans le cadre des agréments seront désormais réalisés en "contrôle continu" ; une fois l'échantillon statistique initial constitué (pour les nouvelles EDA), il n'y a pas de raison de procéder à des tests plus fréquents que dans l'ancien système pour garantir un même niveau de fiabilité.<br>Les conditions actuellement en vigueur pour les tests d'agrément (durée maximale et mode de rémunération) devraient donc être reconduites ; l'équilibre actuel entre coût des tests pour les acteurs et pour la collectivité (via le TURPE) serait ainsi préservé. | **EDF souhaite que soient maintenues, pour les 5 tests annuels prévus au maximum :**<br>**- la durée maximale cumulée prévue au § 3.1.4 des Modalités d'agrément actuellement en vigueur (Annexe 2 du contrat RR-RC 2020);**<br>**- la rémunération des tests au prix d'offre proposé sur le MA, dans la limite de 200 €/MWh.**<br>**Par ailleurs, EDF considère que les activations conformes, hors test, d'une EDA engagée en RR-RC devraient être décomptées du quota de 5 tests annuels (dans le nouveau système proposé, il n'y a en effet plus de différence, ni sur le mode de contrôle, ni sur le caractère inopiné, entre activations pour test ou hors test).** | **Cf. proposition de RTE révisée et détaillée au** Erreur ! Source du renvoi introuvable. **du présent rapport**<br>RTE propose de s'aligner sur le délai de notification prévu pour le mécanisme de capacité, à savoir une notification dans un délai maximal de 15 jours ouvrés. Il est opérationnellement impossible pour RTE de s'engager sur un délai de 2 jours ouvrés.<br>Comme indiqué dans son rapport d'accompagnement, RTE souhaite s'aligner sur ce qui est fait dans d'autres mécanismes (mécanisme de capacité et appel d'offres effacement). RTE comprend toutefois les contraintes associées au fait que la rémunération au PME pourrait s'avérer insuffisante dans certains cas.<br>Plutôt que d'encadrer la durée totale des tests et revoir le niveau de rémunération, RTE propose de diminuer le nombre de tests maximal qu'il est possible de réaliser sur une EDA et de passer à 3 tests au lieu de 5. |
| **Liberty Aluminium Dunkerque** | **Tests** | Règles RR-RC | Tests | Il est important de maintenir les tests de façon à assurer la robustesse du système et l'engagement des acteurs. La validité des tests.<br>Cependant le test doit maintenir son caractère occasionnel et de validation de la disponibilité des puissances. Il nous semble important d'ajouter des limitations sur les tests et de maintenir la transparence.<br>Le test tel que décrit peut être perçu comme une alternative (moins couteuse) à l'activation. | **- Ajout d'une limitation sur la durée et la fréquence des tests, en particulier sur la durée cumulative (1 test sur DMO et reste des tests sur des durées courtes, avec un plafond sur le cumul annuel de la durée) et rémunération au-delà du PME.**<br>**- Publication annuelle des données de tests (volumes, fréquence et prix)** | **Cf. proposition de RTE révisée et détaillée au** Erreur ! Source du renvoi introuvable. **du présent rapport**<br>RTE propose de s'aligner sur le délai de notification prévu pour le mécanisme de capacité, à savoir une notification dans un délai maximal de 15 jours ouvrés. Il est opérationnellement impossible pour RTE de s'engager sur un délai de 2 jours ouvrés.<br>Comme indiqué dans son rapport d'accompagnement, RTE souhaite s'aligner sur ce qui est fait dans d'autres mécanismes (mécanisme de capacité et appel d'offres effacement). RTE comprend toutefois les contraintes associées au fait que la rémunération au PME pourrait s'avérer insuffisante dans certains cas. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | Plutôt que d'encadrer la durée totale des tests et revoir le niveau de rémunération, RTE propose de diminuer le nombre de tests maximal qu'il est possible de réaliser sur une EDA et de passer à 3 tests au lieu de 5. |
| **Engie** | **Tests** | Règles RR-RC | 6.5 | RTE ne précise pas le délai d'information du Participant sur le fait que l'Activation est un test | Information à faire sous un jour ouvré | **Cf. proposition de RTE révisée et détaillée au** Erreur ! Source du renvoi introuvable. **du présent rapport**<br>Cette demande a été prise en compte (alignement sur le mécanisme de capacité) |
| **Engie** | **Tests** | Règles RR-RC | 6.5 | Le Test est payé au Prix Marginal d'Equilibrage, ce qui constitue un changement non justifié par RTE par rapport au Contrat actuel | Le Test est payé min (Prix Offre, 200 €/MWh). Au moment où RTE informe le Participant que l'Activation est un Test, RTE met à jour le prix dans son SI | **Cf. proposition de RTE révisée et détaillée au** Erreur ! Source du renvoi introuvable. **du présent rapport**<br>Comme indiqué dans son rapport d'accompagnement, RTE souhaite s'aligner sur ce qui est fait dans d'autres mécanismes (mécanisme de capacité et appel d'offres effacement). RTE comprend toutefois les contraintes associées au fait que la rémunération au PME pourrait s'avérer insuffisante dans certains cas.<br>Plutôt que d'encadrer la durée totale des tests et revoir le niveau de rémunération, RTE propose de diminuer le nombre de tests maximal qu'il est possible de réaliser sur une EDA et de passer à 3 tests au lieu de 5. |
| **Alpiq** | **Tests** | Règles | Article 6.5 : Tests | Nous sommes globalement en accord avec la nouvelle philosophie de l'AO RRRC qui implique le passage d'une logique de contrôles "a priori" à une logique de contrôles "a posteriori", et donc avec la nécessité de tests "aléatoires". Plusieurs points de cet article nous semblent toutefois poser question :<br>- Un parallèle avec les tests MKP et AOE a été établi en GT. Or, dans ces deux mécanismes, le nombre de tests maximal est de 3. Nous comprenons difficilement cette différence entre les mécanismes si l'idée est bien de rapprocher leurs grands principes.<br>- En outre, il est écrit explicitement dans les règles relatives au mécanisme de capacité que la probabilité d'activation d'une capacité via un test dépend du nombre d'activations | "RTE se réserve le droit de solliciter la mise en œuvre d'un test, dès lors que l'EDA Agréée est proposée dans une Liste d'Engagement et dans la limite de **trois (3)** tests par an et par EDA Agréée. Le Participant disposant d'une ou plusieurs EDA Agréées s'engage à répondre aux demandes de tests formulées par RTE. Ce test se matérialise par une demande d'activation d'une Offre Spécifique à la Hausse sur le Mécanisme d'Ajustement portant sur une EDA proposée dans la Liste d'Engagement, suite au dépôt d'une Offre selon les modalités de l'Article 4.3. Le Participant ne sera informé qu'après l'activation de l'Offre sur le Mécanisme | **Cf. proposition de RTE révisée et détaillée au** Erreur ! Source du renvoi introuvable. **du présent rapport**<br>En vue d'un alignement avec le mécanisme de capacité, RTE retient la proposition d'un passage à 3 tests) ainsi que la proposition d'ajouter le même délai de notification que pour le mécanisme de capacité, à savoir 15 jours ouvrés après le test.<br>En revanche, l'ajout concernant la probabilité d'activation n'est pas souhaitable. RTE a déjà indiqué que la probabilité d'activation pour tests diminuerait si l'EDA a déjà été activée dans l'année. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | préalables de cette capacité. Un tel principe devrait être repris explicitement pour l'AO RRRC.<br>- "Le Participant ne sera informé qu'après l'activation de l'Offre sur le Mécanisme d'Ajustement que cette dernière résulte d'un test." : il est capital de fixer un délai dans les règles pour prévenir l'acteur qu'il a été activé dans le cadre d'un test relatif à l'AO RRRC. Le délai de 15 jours ouvrés proposé dans les règles relatives au mécanisme de capacité pourrait ainsi être repris. | d'Ajustement que cette dernière résulte d'un test**, au plus tard 15 jours ouvrés après le test.** Dans ce cas, l'activation est rémunérée au Prix Marginal d'Equilibrage, tel que défini à l'article 4.10.1.5 des Règles MA-RE, et non au Prix d'Offre à la Hausse proposé par le Participant. **La probabilité d'activation par test d'une EDA proposée dans la Liste d'Engagement au cours d'une année donnée dépend du nombre d'activations préalables de l'EDA dans le cadre de ses engagements RRRC depuis le début de l'année considérée."** | |
| **Alpiq** | **Remise à zéro du compteur** | Règles | Article 6.7 : Suspension de l'agrément et période d'exclusion | "La Demande de remise à zéro du compteur des Echecs relatifs à l'Agrément se fait par la Notification par le Participant à RTE de l'Annexe 5, dûment remplie et signée par le Participant. La réception d'une Demande non complète ou non conforme ne sera pas prise en compte par RTE et ce refus sera Notifié au Participant. Dans le cas où les trois (3) activations Notifiées à l'Annexe 5 ne respecteraient pas les critères prévus à l'article 8.3.1 et/ou si les Offres déposées sur le Mécanisme d'Ajustement pour ces activations ne respectent pas les conditions de l'article 4.4.2, le Participant ne pourra pas demander de nouvelle remise à zéro du compteur des Echecs relatifs à l'Agrément sur l'EDA concernée ou les sites qui la composent pendant une période de trois (3) mois à compter de la Notification du refus par RTE." => Cette disposition nous semble particulièrement sévère. Nous comprenons le souhait de RTE de responsabiliser les acteurs de marché quant au suivi de leurs activations. Toutefois, empêcher toute nouvelle demande de remise à zéro du compteur des Echecs est excessif sachant qu'il peut s'agir d'une erreur de bonne foi de la part du participant. Nous proposons de permettre une 2e tentative avant qu'une telle pénalisation soit envisagée. | **"**La Demande de remise à zéro du compteur des Echecs relatifs à l'Agrément se fait par la Notification par le Participant à RTE de l'Annexe 5, dûment remplie et signée par le Participant. La réception d'une Demande non complète ou non conforme ne sera pas prise en compte par RTE et ce refus sera Notifié au Participant. Dans le cas où les trois (3) activations Notifiées à l'Annexe 5 ne respecteraient pas les critères prévus à l'article 8.3.1 et/ou si les Offres déposées sur le Mécanisme d'Ajustement pour ces activations ne respectent pas les conditions de l'article 4.4.2 **dans le cadre de deux Demandes successives de remise à zéro du compteur,** le Participant ne pourra pas demander de nouvelle remise à zéro du compteur des Echecs relatifs à l'Agrément sur l'EDA concernée ou les sites qui la composent pendant une période de trois (3) mois à compter de la Notification du refus par RTE." | RTE souhaite responsabiliser les acteurs sur leurs activations et leurs données. RTE rappelle que ces trois mois sont cohérents avec le délai de carence actuel, qui s'applique suite à une demande d'agrément sur historique non conforme. |
| **Energy Pool** | **Remise à zéro du compteur** | Règles RR-RC | 6.7 Suspension de l'Agrément et Période d'Exclusion | "Dans le cas où une EDA Agréée a réussi au moins trois (3) activations consécutives sur le Mécanisme d'Ajustement **à une puissance supérieure ou égale à la puissance agréée** Pagréée selon les critères prévus à l'article 8.3.1 et à condition que les Offres déposées sur le Mécanisme d'Ajustement respectent les | **Propositions : "... réussir 3 activations consécutives sur le Mécanisme d'Ajustement" quitte à rajouter à une puissance supérieure à x% de la puissance agréée, dont le x pourrait être de l'ordre de 50%** | Les tests porteront sur le minimum entre la puissance agréée et la puissance offerte, pas sur la puissance engagée dans la LE. Dans la mesure où les tests sont désormais « surprise », RTE n'a pas de levier pour obliger les acteurs à offrir à minima leur capacité |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | conditions de l'article 4.4.2, le compteur des Echecs relatifs à l'Agrément de cette EDA sera remis à zéro."<br><br>Une EDA ayant une Puissance Disponible variable, demandera à être agréée à hauteur de sa Puissance Max afin de valoriser en journalier le maximum de sa Puissance Disponible.<br>Dans cette logique, les Tests porteront sur le Max entre Puissance Agréée et Puissance Engagée.<br>Pour être cohérent, lors de la remise à zéro du compteur, il faut que l'EDA réussisse 3 activations à sa puissance offerte, qui pourrait être à minima XX % de sa Puissance Agréée si nécessaire. | | agréée, d'où la contrainte précédemment énoncée et ne peut solliciter ces tests que sur des journées où les EDA sont engagées dans une liste d'engagement RR-RC.<br><br>En revanche, pour la remise à zéro du compteur, dans la mesure où les activations peuvent avoir lieu en dehors d'une journée où l'EDA agréée est engagée en RRRC, RTE tient à ce que ces activations soient réalisées à au moins P agréée.<br><br>Dans la mesure où un acteur a l'entière responsabilité de sa puissance d'agrément, un acteur peut tout à fait demander une baisse de la puissance d'agrément qui ne prendra effet qu'à la fin de la période de suspension dans le cas où tout ou partie de l'EDA ferait l'objet d'une telle suspension. Il pourra alors remettre son compteur à zéro sur la base d'activations réussies à cette nouvelle puissance d'agrément à l'issue de la période de suspension, le cas échéant, si l'EDA a fait l'objet d'une suspension.<br><br>**RTE propose donc de conserver sa proposition initiale.** |
| **Alpiq** | **Compteur des échecs relatifs à l'agrément** | Règles | Article 6.4.3 : Conditions applicables aux nouvelles demandes d'Agrément sur une EDA | "Conformément aux dispositions de l'article 6.7, toute nouvelle Demande d'Agrément portant sur au moins un Site faisant l'objet d'une suspension en cours ne prend effet qu'à la fin de la période de suspension. Toute nouvelle Demande d'Agrément acceptée sur une EDA préalablement Agréée et modifiant une caractéristique de l'Agrément autre que la DOmin est considérée comme un nouvel Agrément, et réinitialise le nombre de tests prévus à l'article 6.5." => A des fins de clarification, il pourrait être précisé qu'une telle nouvelle demande d'agrément implique aussi une réinitialisation du compteur des échecs. | **"**Conformément aux dispositions de l'article 6.7, toute nouvelle Demande d'Agrément portant sur au moins un Site faisant l'objet d'une suspension en cours ne prend effet qu'à la fin de la période de suspension. Toute nouvelle Demande d'Agrément acceptée sur une EDA préalablement Agréée et modifiant une caractéristique de l'Agrément autre que la DOmin est considérée comme un nouvel Agrément, et réinitialise le nombre de tests prévus à l'article 6.5. **Un nouveau compteur des Echecs relatif à l'Agrément de cette EDA est considéré."** | La modification des caractéristiques d'un agrément ne doit pas remettre le compteur des échecs à zéro afin d'éviter tout effet d'aubaine.<br><br>Les tests porteront sur le minimum entre la puissance agréée et la puissance offerte, pas sur la puissance engagée dans la LE. Dans la mesure où les tests sont désormais « surprise », RTE n'a pas de levier pour obliger les acteurs à offrir à minima leur capacité agréée, d'où la contrainte précédemment énoncée et ne peut solliciter ces tests que sur des journées où les EDA sont engagées dans une liste d'engagement RR-RC.<br><br>En revanche, pour la remise à zéro du compteur, dans la mesure où les activations peuvent avoir lieu en dehors d'une journée où l'EDA agréée |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | est engagée en RRRC, RTE tient à ce que ces activations soient réalisées à au moins P agréée.<br><br>Dans la mesure où un acteur a l'entière responsabilité de sa puissance d'agrément, un acteur peut tout à fait demander une baisse de la puissance d'agrément qui ne prendra effet qu'à la fin de la période de suspension dans le cas où tout ou partie de l'EDA ferait l'objet d'une telle suspension. Il pourra alors remettre son compteur à zéro sur la base d'activations réussies à cette nouvelle puissance d'agrément à l'issue de la période de suspension, si l'EDA a fait l'objet d'une suspension. |
| **Engie** | **Suspension de l'agrément** | Règles RR-RC | 6.7 | Suspension au 1er jour du mois suivant la Notification : inapplicable si la Notification est faite quelques jours avant la fin du mois | La suspension a lieu au 1er jour du mois arrivant deux semaines après la Notification | La notification se fera dans la foulée de la publication des écarts d'ajustement courant M+1. La suspension pourra donc bien être effective au 1er du mois qui suit cette notification.<br><br>RTE rappelle qu'il mettra à disposition des acteurs d'ajustement l'ensemble des données permettant aux acteurs d'ajustement vérifier eux-mêmes le calcul de l'écart d'ajustement. Ils pourront donc vérifier pour chaque activation qu'ils sont bien dans la tolérance acceptée pour RRRC. Cela permettra à l'acteur d'anticiper les conséquences d'une éventuelle suspension d'agrément avant que celle-ci ne soit formellement notifiée en fin de M+1 après que le volume réalisé a été mis à disposition.<br><br>RTE souhaite donc maintenir sa proposition sur ce point. |
| **SGE** | **Suspension de l'agrément** | Règles RR-RC | 6.7 | L'exclusion au 1er Echec Relatif est trop sévère et rompt avec le principe du droit à l'erreur qui existait dans la procédure d'agrément 2020. Cette dernière prévoyait 2 droits à l'erreur, alors que RTE propose de passer à 0 droit à l'erreur en contrepartie de la suppression de l'agrément à priori. Il nous semble qu'une position raisonnable serait de rester plus mesuré et de concéder 1 droit à l'erreur aux acteurs | **Modifier le 3ième § comme suit : La Période d'Exclusion est définie comme suit :**<br>**- Au premier Echec relatif à l'Agrément, la Période d'Exclusion est de zéro (0) mois;**<br>**- Au deuxième Echec relatif à l'Agrément, la Période d'Exclusion est d'un (1) mois ;**<br>**- Au troisième Echec relatif à** | La suppression de la procédure d'agrément en amont de la mise à disposition des capacités doit s'accompagner de contreparties pour RTE lui permettant de s'assurer de la fiabilité des capacités mises à dispositions par les acteurs.<br><br>RTE estime donc que la première défaillance doit avoir des conséquences sur l'agrément. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | **l'Agrément, la Période d'Exclusion est de trois (3) mois ;**<br>**- Pour les Echecs relatifs à l'Agrément suivants, la Période d'Exclusion est de six (6) mois.** | Dans la mesure où la pénalité financière a été très sensiblement réduite et en combinaison avec la tolérance sur le sur-ajustement y compris après la date M', RTE souhaite donc conserver la suspension d'un mois dès la première défaillance. |
| **EDF** | **Motif des activations pour tests** | Règles RR-RC | 6.5 | Avec quel Motif (au sens des règles MA §4.4.4) les activations à fin de test sont-elles classées ? | **EDF propose la création d'un 5ème Motif « Test ».** | De façon générale, les tests sont classés avec le motif autre que P=C.<br><br>Il n'est pas prévu de créer un nouveau motif « test » à ce stade. Cela aurait un notamment un impact au niveau de la régulation tarifaire et doit être discuté avec la CRE. |
| **EDF** | **Agrément** | Règles RR-RC | 6.7 | EDF souhaite que RTE précise quelles seront les modalités (processus/support SI) pour gérer les agréments, notamment le lien éventuel avec le portail GIPSE et le suivi de qualification TERRE. | | RTE n'est pas encore en mesure de détailler les modalités techniques pour le suivi des agréments. Celles-ci seront détaillées lors d'un atelier technique à une date à définir. |
| **Défaillance à l'activation** | | | | | | |
| **Energy Pool** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | 8.3.1 Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement | Du 1er janvier 2021 jusqu'à la Date M', en cas de sous-ajustement, la tolérance sera de 5%. Comparativement cette tolérance est de 20% jusqu'au 31/12/2020 et sera également importante après la Date M', car les acteurs auront la possibilité de baisser le PM jusqu'à Puissance LE.<br>Cette tolérance est donc très rigoureuse et n'est pas cohérente, d'autant que sa durée d'application dépendra du choix de la date M' par RTE.<br>Il se peut que cette transition perdure, pénalisant les acteurs vis à vis d'une faible tolérance à l'activation et non RTE en cas de retard. | **Proposition : fusionner les alinéas 3 et 4, de telle sorte qu'une défaillance soit caractérisée qu'en cas de sous-ajustement entrainant une défaillance au titre du CRMA (tolérance 20% avant la date M', tolérance de 10% par rapport au PM après la date M'). Cette solution aurait l'intérêt d'être dans la continuité par rapport au contrat actuel, et permettrait de ne pas faire trop de changements simultanés sachant que les impacts sur les défaillances au titre du CRMA ne sont pas encore bien maîtrisés. Un REX sur les défaillances au titre du CRMA selon les nouvelles règles pourra être établi en 2021, ce qui pourrait amener si nécessaire des modifications pour les AO RR-RC à partir de 2022, mais pas avant.** | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **Energy Pool** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | 8.3.1 Défaillance relative à l'activation d'une EDA | Nous considérons qu'un **écart d'ajustement positif** ne devrait en aucun cas donner lieu à la comptabilisation d'une défaillance au titre des règles RR-RC, quelle que soit la tolérance retenue par rapport au volume attendu | **Proposition : fusionner les alinéas 3 et 4, de telle sorte qu'une défaillance soit caractérisée qu'en cas de sous-ajustement entrainant une défaillance au titre du CRMA** | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | déclarée dans la Liste d'Engagement | théorique.<br><br>- seul un manquement aux engagements RR-RC devrait être pénalisé au titre des règles RR-RC ; le produit RR-RC étant un produit de réserve dissymétrique à la hausse, un sur-ajustement ne saurait être considéré comme un tel manquement puisqu'il implique que l'acteur a réservé une puissance supérieure à celle qu'il avait contractualisée avec RTE ;<br>- il est prévu que le sur-ajustement soit pénalisé au titre des règles MA-RE, non seulement au travers de la valorisation des écarts d'ajustements positifs, mais également (après la date mentionnée dans ces règles) via une pénalité CRMA en cas de sur-ajustement excessif. Ces dispositions envoient déjà aux acteurs une incitation suffisante à éviter les sur-ajustements, et préviennent ainsi les difficultés opérationnelles auxquelles ils peuvent éventuellement donner lieu pour RTE. | **(tolérance 20% avant la date M', tolérance de 10% par rapport au PM après la date M'). Cette solution aurait l'intérêt d'être dans la continuité par rapport au contrat actuel, et permettrait de ne pas faire trop de changements simultanés sachant que les impacts sur les défaillances au titre du CRMA ne sont pas encore bien maîtrisés. Un REX sur les défaillances au titre du CRMA selon les nouvelles règles pourra être établi en 2021, ce qui pourrait amener si nécessaire des modifications pour les AO RR-RC à partir de 2022, mais pas avant.** | la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **Energy Pool** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | 8.3.1 Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement | La pénalité considère la Puissance Défaillante sur un pas demi-horaire comme la plus forte défaillance d'un des pas 5 minute, contre un pas de 30 minutes actuellement. Cette mesure est disproportionnée et n'entre pas en conformité avec les Règle MA-RE. De plus le pas des télérelèves des sites étant au pas 10 minutes, nous ne comprenons pas comment sera estimé la Puissance Défaillante. | **Proposition : fusionner les alinéas 3 et 4, de telle sorte qu'une défaillance soit caractérisée qu'en cas de sous-ajustement entrainant une défaillance au titre du CRMA (tolérance 20% avant la date M', tolérance de 10% par rapport au PM après la date M'). Cette solution aurait l'intérêt d'être dans la continuité par rapport au contrat actuel, et permettrait de ne pas faire trop de changements simultanés sachant que les impacts sur les défaillances au titre du CRMA ne sont pas encore bien maîtrisés. Un REX sur les défaillances au titre du CRMA selon les nouvelles règles pourra être établi en 2021, ce qui pourrait amener si nécessaire des modifications pour les AO RR-RC à partir de 2022, mais pas avant.** | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **Engie** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | 8.3.1 | Au 4), il est prévu une pénalité en cas de surajustement. ENGIE considère qu'un écart d'ajustement positif ne devrait en aucun cas donner lieu à la comptabilisation d'une défaillance au titre des règles RR-RC (perte d'agrément comprise), quelle que soit la tolérance retenue par rapport au volume attendu théorique. En effet :<br>- seul un manquement aux engagements RR- | Un surajustement est pénalisable au titre du MA mais pas au titre du Contrat RR/RC | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | RC devrait être pénalisé au titre des règles RR-RC ; le produit RR-RC étant un produit de réserve dissymétrique à la hausse, un sur-ajustement ne saurait être considéré comme un tel manquement puisqu'il implique que l'acteur a réservé une puissance supérieure à celle qu'il avait contractualisée avec RTE ;<br>- il est prévu que le sur-ajustement soit pénalisé au titre des règles MA-RE, non seulement au travers de la valorisation des écarts d'ajustements positifs, mais également (après la date mentionnée dans ces règles) via une pénalité CRMA en cas de sur-ajustement excessif. Ces dispositions envoient déjà aux acteurs une incitation suffisante à éviter les sur-ajustements, et préviennent ainsi les difficultés opérationnelles auxquelles ils peuvent éventuellement donner lieu pour RTE | | RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **Flexcity** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | 8.3.1 - 8.3.4 | Flexcity considère qu'un écart d'ajustement positif ne devrait en aucun cas donner lieu à la comptabilisation d'une défaillance au titre des règles RR-RC, quelle que soit la tolérance retenue par rapport au volume attendu théorique. En effet :<br><br>- seul un manquement aux engagements RR-RC devrait être pénalisé au titre des règles RR-RC ; le produit RR-RC étant un produit de réserve dissymétrique à la hausse, un sur-ajustement ne saurait être considéré comme un tel manquement puisqu'il implique que l'acteur a réservé une puissance supérieure à celle qu'il avait contractualisée avec RTE ;<br><br>- il est prévu que le sur-ajustement soit pénalisé au titre des règles MA-RE, non seulement au travers de la valorisation des écarts d'ajustements positifs, mais également (après la date mentionnée dans ces règles) via une pénalité CRMA en cas de sur-ajustement excessif. Ces dispositions envoient déjà aux acteurs une incitation suffisante à éviter les sur-ajustements, et préviennent ainsi les difficultés opérationnelles auxquelles ils peuvent éventuellement donner lieu pour RTE. | | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **Novajoule** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | § 8.3.1.4 | NovaJoule considère qu'un écart d'ajustement positif ne devrait en aucun cas donner lieu à la comptabilisation d'une défaillance au titre des règles RR-RC, quelle que soit la tolérance retenue par rapport au volume attendu théorique. En effet : | **Appliquer après la date M' (cas d'application du 8.3.1.4) la même règle que celle proposée avant la date M' (cas d'application du 8.3.1.3) qui ne pénalise pas le sur-ajustement.** | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | - seul un manquement aux engagements RR-RC devrait être pénalisé au titre des règles RR-RC ; le produit RR-RC étant un produit de réserve dissymétrique à la hausse, un sur-ajustement ne saurait être considéré comme un tel manquement puisqu'il implique que l'acteur a réservé une puissance supérieure à celle qu'il avait contractualisée avec RTE ;<br>- il est prévu que le sur-ajustement soit pénalisé au titre des règles MA-RE, non seulement au travers de la valorisation des écarts d'ajustements positifs, mais également (après la date mentionnée dans ces règles) via une pénalité CRMA en cas de sur-ajustement excessif. Ces dispositions envoient déjà aux acteurs une incitation suffisante à éviter les sur-ajustements, et préviennent ainsi les difficultés opérationnelles auxquelles ils peuvent éventuellement donner lieu pour RTE | | la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **Novajoule** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | § 8.3.1.4 (Suite) | Il est industriellement impossible de concilier une grande probabilité d'assurer une puissance minimum donnée (P) tout en réduisant à (presque) zéro la probabilité de produire moins de 105% x (P) à partir d'un parc composé de nombreuses unités. NovaJoule dispose d'une EDA composée de 20 unités de production (15 GE Diesel et 5 GE gaz) de capacité installée (P20) Si NovaJoule ne veut pas courir le risque d'être exclue de la RRRC pour cause de "sous-ajustement" et s'assurer une fiabilité > 95%, elle ne doit pas offrir une PG supérieure à P17 (ie. puissance produite par 17 des 20 unités) si elle estime la disponibilité unitaire de ses centrales ≥ 95% ou à P16 si elle l'estime à 90% ou à P15 si elle l'estime à 88% (taux de succès au démarrage moyen des TAC d'EDF, selon EDF même). Mais alors, dans tous les cas ci-dessus, la probabilité de produire P > 105% x PG est > 92%, ce qui entrainerait alors une exclusion de la RRRC pour cause de surajustement si la clause du § 8.3.1.4 était maintenue. Voir graphes illustratifs sur onglets séparés. NovaJoule n'envisage pas de "jouer" le devenir d'un parc de centrales sur l'hypothèse qu'elle pourra maitriser une puissance strictement égale (ni plus, ni moins) à P17 (ou P16 ou P15, peut importe) ce qui n'a que 3 à 5% de chances de se produire. | **NovaJoule observe que la question de savoir s'il fallait pénaliser ou non les "petits" surajustements a déjà fait l'objet d'une concertation en Juin 2016 pour l'AO RRRC 2017. La proposition de RTE, validée alors par la CRE et acceptée par les Acteurs opérant des EDA multi-sites de production avait été de :**<br>**- Ne pas pénaliser les surajustements en cours de contrat**<br>**- Tolérer, lors des tests d'agrément préalables, des surajustement de moins de Max(5%;5 MW), valeurs mesurées sur des pas 10 minutes (et pas 5 minutes) pour laisser le temps de réaction au acteurs de "coupr" des sites " en cas de trop bonne production** | **<u>Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport</u>**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **Novajoule** | **Critère de** | Règles RR- | § 8.3.1.4 | NovaJoule n'a observé que 2 appels massifs de | | **<u>Cf. réponse proposition révisée de</u>** |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **défaillance** | RC | (Fin) | la RR au cours des 10 dernières années, le 9/02/2012 et le 25/01/2017, 2 journées de forte tension sur l'EOD au cours desquelles RTE a réclamé (j'ai gardé les messages d'alerte et communiqués de presse de l'époque) le plus de "surajustement" que les Acteurs pouvaient alors offrir. Il m'apparait mal venu / paradoxal de chercher à pénaliser dans les règles de la RRRC pour 2020 ce qui a justement correspondu aux besoins du Dispatching quand le système était réellement à risque, à moins que RTE soit convaincu que les marges du Système soient meilleures demain qu'elles l'étaient hier. | | **RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **SGE** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | 8.3.1-3° | Smart Grid Energy considère que la réduction de la tolérance d'écart d'ajustement négatif à 5% combinée au passage du pas de contrôle au pas 5' consttue une contrainte trop sévère | **Modifier le texte surligné en rouge, et modifier la formule en conséquence : avant la date M' définie dans des Règles MA-RE, le calcul des Ecarts d'Ajustement (EA, en MWh) sur la Plage de Contrôle de l'EDA met en évidence au moins un Ecart d'Ajustement négatif de plus de 10% sur un pas 5 minutes donné (noté u) par rapport au Volume Attendu Théorique sur ce pas** | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **SGE** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | 8.3.1-4° | Smart Grid Energy considère qu'un écart d'ajustement positif ne devrait en aucun cas donner lieu à la comptabilisation d'une défaillance au titre des règles RR-RC, quelle que soit la tolérance retenue par rapport au volume attendu théorique. En effet :<br>- seul un manquement aux engagements RR-RC devrait être pénalisé au titre des règles RR-RC ; le produit RR-RC étant un produit de réserve dissymétrique à la hausse, un sur-ajustement ne saurait être considéré comme un tel manquement puisqu'il implique que l'acteur a réservé une puissance supérieure à celle qu'il avait contractualisée avec RTE ;<br>- il est prévu que le sur-ajustement soit pénalisé au titre des règles MA-RE, non seulement au travers de la valorisation des écarts d'ajustements positifs, mais également (après la date mentionnée dans ces règles) via une pénalité CRMA en cas de sur-ajustement excessif. Ces dispositions envoient déjà aux acteurs une incitation suffisante à éviter les sur-ajustements, et préviennent ainsi les | **Supprimer le texte surligné en rouge, et modifier la formule en conséquence : à compter de la date M' définie dans des Règles MA-RE, le calcul des Ecarts d'Ajustement (EA, en MWh) sur la Plage de Contrôle de l'EDA met en évidence au moins un Ecart d'Ajustement positif de plus de 5 % ou au moins un Ecart d'Ajustement négatif sur un pas 5 minutes donné (noté u) par rapport au Volume Attendu Théorique sur ce pas.** | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | difficultés opérationnelles auxquelles ils peuvent éventuellement donner lieu pour RTE. | | |
| **Dalkia** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | Défaillance | Sur-ajustement :<br>- les règles RRC n'ont pas vocation à pénaliser le sur-ajustement mais à contrôler le respect de l'engagement<br>- les acteurs seront déjà incités à ne pas surajuster au travers du MA (pénalités au prix d'équilibrage) | **Nous demandons la suppression de toute contrainte liée au surajustement.** | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **EDF** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | 8.3.1 | EDF souscrit dans le principe à un contrôle de la défaillance à l'activation plus strict que l'actuel (contrepartie logique du passage à un agrément sur une base déclarative), mais considère que le contrôle du sous-ajustement à pas 5 minutes et avec une tolérance très faible (5% avant la date M') voire nulle (après la date M'), sur l'ensemble de la Plage de Contrôle de l'ajustement, n'est pas tenable. Les comptages restant réalisés à pas 10 minutes, le simple effet de moyenne avec les pas 5 minutes comprenant les pentes de montée et de descente conduirait dans ce cas à des défaillances quasi-systématiques. Par ailleurs, même sur les pas 10 minutes complets de la Plage d'Activation (et non de Contrôle), qui sont la référence utilisée aujourd'hui pour les tests d'agrément, une tolérance - faible mais non nulle - devrait être appliquée afin de tenir compte de la précision avec laquelle les actifs industriels fournissant la RR-RC sont capables de suivre leur programme de marche ; en l'absence d'une telle tolérance, les acteurs seraient amenés à sur-ajuster systématiquement par rapport au programme de marche renvoyé afin d'éviter toute défaillance RR-RC, alors que ce programme est précisément censé fournir la meilleure vision qu'a l'acteur de la réalisation de l'ajustement (principe de respect du programme de marche prévu par l'article 3.2.4.1 des règles MA).<br>Enfin, EDF considère que le pas de contrôle des écarts d'ajustement doit être cohérent avec le pas de calcul de la puissance défaillante et de | En cohérence avec le changement de philosophie proposé par RTE sur l'agrément RR-RC, EDF propose que le contrôle de la défaillance à l'activation soit inspiré des contrôles appliqués actuellement pour les tests d'agrément, moyennant quelques adaptations :<br>- en ce qui concerne la puissance atteinte, EDF souhaite que le contrôle reste réalisé sur les pas 10 minutes complets inclus dans la Plage d'Activation, avec une tolérance au sous-ajustement de 5%. La pénalité de base demi-horaire devrait être appliquée à la moyenne (et non au maximum), sur le pas demi-horaire concerné, des puissances défaillantes mesurées sur chaque pas de contrôle. EDF propose donc de remplacer les §8.3.1. 3° et 4° par la formulation suivante : **"le calcul des Ecarts d'Ajustement (EA, en MWh) sur les pas 10 minutes complets inclus dans la Plage d'Activation de l'EDA met en évidence au moins un Ecart d'Ajustement négatif de plus de 5% sur un pas 5 minutes donné (noté u) par rapport au Volume Attendu Théorique sur ce pas. Dans ce cas, la Puissance Défaillante correspond sur un Pas Demi-Horaire p à la moyenne des valeurs absolues des Ecarts d'Ajustement négatifs constatés sur les pas 10 minutes complets inclus dans p et dans la Plage d'Activation de l'EDA, divisés par 5/60, sans** | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | la pénalité RR-RC associée ; la prise en compte d'un maximum des écarts d'ajustement à pas 5 minutes sur le pas demi-horaire considéré n'est à cet égard pas justifiée. | **dépasser la valeur PLE,EDA,p ; Pdéfaillante,p = min(PLE,EDA,p;Moyuєp∩{pas 10' complets de la Plage d'Activation}(\|EAu\|*60/5)"**<br><br>EDF note que dans l'idéal (cf. réponse EDF à la CP sur l'AO RR-RC 2020), cette formule devrait même être adaptée pour éliminer toute possibilité, lorsque l'EDA est offerte sur la MA au-delà de sa puissance engagée en RR-RC, d'être pénalisée au titre des règles RR-RC alors qu'elle a intégralement rempli ses engagements. Cette situation aura certes moins de risques de se produire lorsque l'acteur pourra renvoyer son programme de marche après la date M', mais elle demeure anormale aux yeux d'EDF.<br>- en ce qui concerne le DMO, le DOmax et le DOmin, les modalités de contrôle pourraient s'inspirer des modalités actuelles utilisées pour les tests d'agrément, avec possibilité de valoriser les télémesures pour les EDA observables. | |
| **EDF** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | 8.3.1. | EDF considère qu'un écart d'ajustement positif ne devrait en aucun cas donner lieu à la comptabilisation d'une défaillance au titre des règles RR-RC, quelle que soit la tolérance retenue par rapport au volume attendu théorique. En effet :<br>- seul un manquement aux engagements RR-RC devrait être pénalisé au titre des règles RR-RC ; le produit RR-RC étant un produit de réserve dissymétrique à la hausse, un sur-ajustement ne saurait être considéré comme un tel manquement puisqu'il implique que l'acteur a réservé une puissance supérieure à celle qu'il avait contractualisée avec RTE ;<br>- il est prévu que le sur-ajustement soit pénalisé au titre des règles MA-RE, non seulement au travers de la valorisation des écarts d'ajustement positifs, mais également (après la date mentionnée dans ces règles) via une pénalité CRMA en cas de sur-ajustement excessif. Ces dispositions envoient déjà aux acteurs une incitation suffisante à éviter les sur-ajustements, et préviennent ainsi les difficultés opérationnelles auxquelles ils peuvent éventuellement donner lieu pour RTE. | | **<u>Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport</u>**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Liberty Aluminium Dunkerque** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | Défaillance | Sur-ajustement :<br>- les règles RRC n'ont vocation à pénaliser le sur-ajustement mais à contrôler le respect de l'engagement<br>- les acteurs seront déjà incités à ne pas surajuster au travers du MA (pénalités au prix d'équilibrage) | **•Nous souhaiterions donc la suppression de toute contrainte liée au surajustement** | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **Liberty Aluminium Dunkerque** | **Critère de défaillance** | Règles RR-RC | Défaillance | Sous-ajustement :<br>- les « défaillances mineures » (tolérance de 20% ?) ne devraient pas donner lieu à une suspension d'agrément ou devrait donner lieu à une suspension moindre.<br>- la date effective de suspension de l'agrément en cas de défaillance parait arbitraire (1er du mois suivant). | **Solutions possibles :**<br>**- 1ère défaillance mineure sans conséquence**<br>**- suspension sans incrémentation du compteur du délai de suspension (ie à la 2ème suspension pour défaillance mineure, à nouveau 1 mois de suspension et non 3 mois)** | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **Alpiq** | **Critère de défaillance** | Règles | Article 8.3.1 : Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement | Comme expliqué dans notre réponse à l'avant dernière question du 2e onglet de ce fichier, nous estimons que le nouveau système proposé en matière d'agrément/de contrôle des activations/de pénalités est déséquilibré et n'est pas, en l'état, de nature à permettre la liquidité du marché recherchée.<br><br>En particulier, s'agissant des défaillances relatives à l'activation d'une EDA déclarée dans la liste d'engagement, le cadre proposé prévoit plusieurs contraintes :<br>- Perte d'agrément dès le moindre échec à l'activation et pour une période croissante suivant le nombre d'échecs.<br>- Critère de défaillance sévère, et particulièrement s'agissant des surajustements.<br>- Constatation de la défaillance pour un pas demi-horaire donné dès la moindre défaillance constatée sur un pas 5 minutes de ce même pas demi-horaire et pénalisation financière basée sur l'écart d'ajustement maximal en valeur absolue constaté sur ce pas demi- | **Ainsi, un surajustement ne saurait être considéré comme un échec relatif à l'agrément de l'EDA concernée, entraînant notamment la suspension de cet agrément. Un compromis éventuel pourrait être de prévoir uniquement une pénalisation financière en cas de surajustement supérieur à un certain seuil (sans perte de l'agrément).**<br><br>**S'agissant du sous-ajustement, nous préconisons également une tolérance s'agissant de la perte de l'agrément. Tout sous-ajustement en général entraînerait une pénalisation financière, mais seulement les sous-ajustements supérieurs à un certain seuil entraîneraient une perte de l'agrément.** | **Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | horaire (alors que la moyenne des valeurs absolues des écarts d'ajustement aurait légitimement pu être considérée).<br><br>Nous estimons qu'il est notamment indispensable de relâcher la contrainte sur les surajustements qui a été introduite dans ces nouvelles règles. En effet :<br>- Des incitations suffisantes sont déjà véhiculées par les règles MA-RE pour éviter ces surajustements.<br>- Le produit RRRC étant un produit de réserve dissymétrique à la hausse, un surajustement ne devrait normalement pas être considéré comme un manquement aux engagements RRRC.<br>- Les contraintes techniques de certaines capacités peuvent rendre le surajustement inévitable (nous sommes en capacité de fournir des éléments concrets à ce sujet). | | |
| **Dalkia** | **Gradation des défaillances** | Règles RR-RC | Défaillance | Sous-ajustement :<br>- les « défaillances mineures » (tolérance de 20% ?) ne devraient pas donner lieu à une suspension d'agrément ou devraient donner lieu à une suspension moindre. | **Solutions possibles :**<br>**- 1ère défaillance mineure sans conséquence**<br>**- suspension sans incrémentation du compteur du délai de suspension (ie à la 2ème suspension pour défaillance mineure, à nouveau 1 mois de suspension et non 3 mois)**<br>**- abattement de la puissance et non suspension de l'EDA** | **<u>Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport</u>**<br><br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |
| **Energy Pool** | **Gradation des défaillances** | Règles RR-RC | 8.3.1 Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement | Nous considérons que les conséquences appliquées à un **écart d'ajustement négatif** devraient être proportionnelles au niveau de la défaillance : en l'état, une défaillance de 1 MW est traitée de la même manière qu'une défaillance de 100 MW, soit une perte de l'agrément et une exclusion. La mise en application stricte de ces conditions pourrait amener à une baisse de la disponibilité des moyens RR-RC et avoir un effet pénalisant pour le Système Electrique. | **Deux propositions sachant que la proposition 1 apporte un intérêt supplémentaire vis à vis des EDA agrégées, puisqu'en cas de défaillance d'un site, l'exclusion pourrait lui être directement appliquée et permettre aux autres sites de continuer à rendre le service à RTE --> nous sommes favorables à la proposition 1**<br><br>1) remplacer la perte d'agrément par une baisse de l'agrément, à hauteur de 95% de la puissance puissance effectivement réalisée au moment de la défaillance.<br><br>OU | **<u>Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport</u>**<br><br>RTE n'est pas favorable à ces propositions et considère que la contrepartie à l'absence d'agrément ex-ante doit se traduire par un durcissement des conséquences en cas de défaillance.<br><br>RTE considère que la proposition telle que révisée suite aux retours des acteurs est de nature à répondre aux préoccupations exprimées par les acteurs. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 2) intégration d'une notion de "faible défaillance" si Ecart d'Ajustement < 20% PM<br>Une "faible défaillance" vaudrait 1/2 sur le décompte des défaillances ce qui n'entrainerait la perte de l'agrément et l'exclusion qu'à compter de 2 "faibles défaillances"<br>Cette solution est en ligne avec les effets sur les pertes d'agrément dans le contrat RR-RC 2020 (on perdrait 3 mois de participation dans la nouvelle mouture après 2 défaillances à plus de 20%, alors que dans le contrat 2020 on perd l'agrément au bout de 2 défaillances. La faible défaillance se rapprocherait de la défaillance relative au manque de puissance constaté sur plusieurs activations du contrat 2020, en plus contraignant) | RTE n'est pas favorable à la première proposition dans la mesure où cela est contraire au principe selon lequel c'est l'acteur qui est responsable de son niveau d'agrément.<br>Concernant la 2e proposition, il ne paraît pas souhaitable d'introduire plusieurs notions de défaillances dans la mesure où cela reviendrait à créer un nouvel effet de seuil et est complexe en termes de mise en œuvre. |
| **EDF** | **Gradation des défaillances** | Règles RR-RC | 6.7 | EDF souscrit dans le principe à un durcissement des conditions de maintien de l'agrément RR-RC (contrepartie logique du passage à un agrément sur une base déclarative). Cependant, EDF considère que le schéma proposé actuellement fait porter un risque disproportionné aux acteurs en prévoyant la suspension totale de l'agrément d'une EDA, pour une durée longue, dès le premier MW de défaillance (au sens des critères énoncés au §8.3.1). Cette approche aurait notamment pour conséquence de décourager la constitution de grosses EDA - donc l'agrégation - et d'inciter les acteurs soit à inclure en annuel des primes de risques élevées renchérissant les réserves, soit à délaisser purement et simplement l'appel d'offres annuel pour se reporter sur le journalier, qui réduit beaucoup leur exposition. | **EDF souhaite que le schéma très pénalisant proposé par RTE (suspension d'agrément de durée croissante en fonction de l'incrémentation d'un compteur de défaillances) ne s'applique qu'aux défaillances majeures, qui témoignent de l'absence de fiabilité manifeste d'une EDA et/ou du manquement délibéré d'un acteur à ses obligations RR-RC. Ces défaillances majeures pourraient par exemple être caractérisées par une puissance défaillante supérieure à 20% de la puissance agréée. En-deçà de ce seuil, EDF propose que la défaillance ne donne lieu ni à suspension de l'agrément de l'EDA ni à incrémentation du compteur, mais à une révision de la puissance agréée au niveau effectivement réalisé par l'EDA lors de l'ajustement défaillant, éventuellement diminué d'une petite marge forfaitaire. Le contrôle du réalisé apporte en effet la preuve que cette puissance est réalisable par l'EDA - ce qui pourra être confirmé par les tests réalisés ultérieurement par RTE. Cette révision de puissance agréée serait sans préjudice de la possibilité pour l'acteur de soumettre** | **<u>Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport</u>**<br>RTE rappelle que la modification des critères de défaillance à l'activation est la contrepartie de la suppression des tests d'agrément ex-ante.<br>RTE propose néanmoins de faire évoluer sa proposition initiale suite aux retours des acteurs. Celle-ci est détaillée dans le rapport de saisine. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | **de nouveau une demande d'agrément à la puissance initiale, sur base déclarative, en respectant le délai de carence d'un mois prévu à l'article 6.4.3.** | |
| **EDF** | **Calcul de la pénalité** | Règles RR-RC | 8.3.1. | Dans l'éventualité où le sur-ajustement resterait pénalisé au titre des règles RR-RC - ce à quoi EDF est fermement opposé, cf. supra - la formule de calcul de la pénalité devrait a minima être modifiée, car l'utilisation du PME (dans un système a priori en tendance hausse) n'a pas de sens pour pénaliser un sur-ajustement. | **EDF propose de remplacer PME par PMPH pour la pénalisation des sous-ajustements, et PMPB pour celle des sur-ajustements.** | **<u>Cf. réponse proposition révisée de RTE détaillée au 7.2.4.2.5 du présent rapport</u>**<br><br>RTE entend l'argumentation d'EDF et propose d'appliquer un prix de référence en cas de sur-ajustement égal à zéro par soucis de simplicité. Il est à noter que la défaillance liée à un sur-ajustement aura néanmoins toujours une conséquence sur l'agrément de la capacité. |
| **Dalkia** | **Pas de contrôle de la défaillance** | Règles RR-RC | Contrôle du réalisé | - La plupart des sites aura toujours une télé-relève au pas 10 minutes => RTE affectera à chaque pas 5 minutes la moitié de l'énergie du pas 10 minutes<br>- Cela est franchement problématique pour les pas 10 minutes non complets inclus dans la période d'ajustement | **Nous proposons de passer à un contrôle au pas 10 minutes.** | Le contrôle est bien au pas 10 minutes dans la mesure où l'écart d'ajustement, bien que résultant en une chronique de valeurs donnée au pas 5 minutes, a finalement une valeur identique sur chaque pas 5 minutes d'un même pas 10 minutes.<br><br>Pour plus de précisions, se référer aux règles MA-RE. |
| **Liberty Aluminium Dunkerque** | **Pas de contrôle de la défaillance** | Règles RR-RC | Contrôle du réalisé | - La télé-relève des sites de soutirage est au pas 10 minutes => RTE affectera à chaque pas 5 minutes la moitié de l'énergie du pas 10 minutes<br>Cela est problématique pour les pas 10 minutes non complets inclus dans la période d'effacement (exemple : activation à 10h01 ou 10h09)<br>- La question se pose pour les site qui sont engagés en SSy, et qu'il est possible d'avoir une résolution aussi fine sur le correctif SSy. | **Maintien du contrôle au pas de la télérelève avec correctif SSY (soit d'exclure les pas 10 minutes non complets du contrôle)** | Le contrôle est bien au pas 10 minutes dans la mesure où l'écart d'ajustement, bien que résultant en une chronique de valeurs donnée au pas 5 minutes, a finalement une valeur identique sur chaque pas 5 minutes d'un même pas 10 minutes.<br><br>La question du correctif SSY ne relève pas des règles RR-RC.<br><br>Pour plus de précisions, se référer aux règles MA-RE. |
| **Défaillance relative aux déclarations à HLAR** | | | | | | |
| **EDF** | **Défaillance relative aux déclarations à HLAR** | Règles RR-RC | 8.2.2/8.2.5 | EDF considère que le niveau des pénalités pour défaillance relative aux déclarations à HLAR et pour défaillance relative à l'absence de soumission d'offres à DOmin 15 minutes | **EDF propose de diminuer la pénalité pour défaillance relative aux déclarations à HLAR.** | L'absence de LE à la HLAR vise à sanctionner le manque de visibilité que cette absence de transmission entraîne pour RTE. En effet, dans ce cas, RTE |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | devrait être revu, a minima pour assurer une hiérarchie logique entre elles. En effet, il ne paraît pas normal que la première, qui est purement formelle et ne remet pas en cause la disponibilité effective des capacités de RR-RC (la LE pouvant être redéclarée après HLAR) soit pénalisée plus durement que la seconde, qui prive effectivement RTE des produits courts utilisés pour gérer la fréquence. | | n'est dès lors pas en mesure de construire son plan de réserves. Cette défaillance et sa pénalisation n'est donc pas purement « formelle ».<br><br>En outre, la pénalité pour l'absence de soumission d'offres à DOmin 15minutes sanctionne une capacité dont la valeur a été surestimée à l'appel d'offres.<br><br>Ces deux défaillances ne sont donc pas tout à fait comparables.<br><br>Toutefois au regard du prix journalier moyen de contractualisation ces dernières années, RTE propose de revoir à la baisse le niveau de cette pénalité et de le fixer à 15€/MW/jour. |
| **Energy Pool** | **Défaillance absence de LE à HLAR** | Règles RR-RC | 8.2.2 Défaillances relatives aux déclarations à l'Heure Limite d'Accès au Réseau | Cette défaillance devrait être considérée comme une erreur administrative, car en cas de non soumission de la LE, les pénalités de base s'appliqueront. De plus 20€/MW/jour peut être très supérieur à la Prime Fixe Journalière. Enfin si la LE n'est pas déposée avant 16h30, un mail de relance est envoyé automatiquement à l'acteur, lui permettant de palier cette erreur<br>- s'il s'agit d'un oubli l'acteur déposera la LE dans la foulée,<br>- sinon, passé un certain délai, il est compréhensible que la pénalité s'applique | **Propositions :**<br>**Considérer qu'il s'agit d'une Pénalité similaire à l'envoi d'un fichier erroné, soit une Pénalité de 500 €, indépendante de la puissance initialement prévue dans la LE. Cela reviendrait à supprimer les notions de puissance défaillante dans les deux alinéas, et donc supprimer "dans ce cas, la puissance défaillante est égale à ..."**<br><br>**Si cela était vraiment nécessaire, nous pourrions accepter l'alternative suivante :**<br>**- si pas d'envoi à 16h30, l'acteur paiera la pénalité administrative de 500€**<br>**- si la LE n'est pas reçue 30 minutes après réception du mail de Relance de RTE, appliquer la Pénalité de 20€/MW/jour** | L'absence de LE à 16h30 entraîne une perte de visibilité pour RTE. Cette perte de visibilité est d'autant plus grande que les engagements d'un acteur sur une journée donnée sont importants. Il est donc justifié que la pénalité soit proportionnelle à la puissance sur laquelle l'acteur est engagé sur la journée.<br>L'alternative proposée revient à rajouter une pénalité à l'acteur si la LE n'est pas transmise 30 min après l'alerte et complexifie le calcul des pénalités.<br>**RTE propose donc de conserver sa proposition initiale.** |
| **Calcul de la pénalité de base** | | | | | | |
| **EDF** | **Pénalité de base** | Règles RR-RC | 8.1 | La pénalité de base reste fondée sur le prix spot, donc sur une présomption d'arbitrage avec le marché de la part des fournisseurs de RR-RC, qui la plupart du temps n'est pas fondée. | **EDF invite RTE à poursuivre sa réforme du système de pénalités pour que les cas d'arbitrage puissent à terme être identifiés par des contrôles appropriés et pénalisés spécifiquement.** | Comme explicité en GT, RTE n'estime pas possible aujourd'hui d'analyser chaque défaillance de manière objective pour déterminer si elle résulte ou non d'un arbitrage avec un autre mécanisme de marché, en particulier sur des EDA non engagées.<br><br>RTE reste toutefois à l'écoute de toute proposition concrète des acteurs dans |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | ce sens. |
| **Renvoi du programme de marche par l'acteur** | | | | | | |
| **EDF** | **Renvoi de PM** | Règles RR-RC | 5.1 | La contrainte sur l'acceptation du programme de marche suite à l'activation d'une offre spécifique à la hausse d'une EDA engagée en RR-RC ne prend pas en compte le cas où cette activation se ferait à une puissance inférieure à celle engagée dans la LE. | "Pour toute la durée comprise entre l'Instant d'Activation et l'Instant de Désactivation, la puissance atteinte par la somme des Programmes de Marche doit être supérieure ou égale **au minimum entre la puissance de consigne et** ~~à~~ la puissance engagée figurant dans la Liste d'Engagement." | Une modification a été apportée en ce sens au 5.1. |
| **Energy Pool** | **Renvoi de PM** | Règles RR-RC | 8.3.1 Défaillance relative à l'activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement | Pour de l'effacement (cas d'une référence en simple rectangle pour une EDA soutirage), nous considérons que nous pouvons envoyer un PM "assez fiable" dans les 2 minutes qui suivent la détermination de la prise de référence (2 minutes après l'instant d'activation - DMO) , mais pas 2 minutes après la réception de l'ordre d'activation. En effet, à ce moment-là (sauf si l'ordre est à effet immédiat), nous ne pouvons pas connaître la puissance de référence de notre EDA, et donc d'autant moins la puissance que nous pourrons effectivement effacer. | | RTE prend bonne note de cette information |
| **Engie** | **Renvoi de PM** | Règles RR-RC | 8.3.1 | Dans les règles MARE, à compter de M', un PM acteur, pour être pris comme référence dans le calcul des écarts, doit être compris entre 90% et 110% de la Puissance demandée. La proposition de règles RR-RC prévoit un traitement légèrement différent avec des bornes comprises entre PLE et 110% de le Puissance demandée. Par contre, dans les règles MARE, ce PM Acteur est systématiquement pris en compte pour le calcul des volumes défaillants, même s'il s'éloigne significativement de l'attendu RTE sur la plage d'ajustement. Les bornes ne s'appliquent donc plus, l'objectif étant de ne pas pénaliser un acteur qui annonce ce qu'il s'apprête à faire. Ce principe avait été accueilli favorablement par l'ensemble des acteurs. Dans le cas des défaillances RR-RC, il nous semble que ces bornes continuent à s'appliquer. On s'éloigne donc de l'objectif initial du PM acteur et de l'harmonisation avec les règles MARE. On expose en outre les acteurs d'ajustement, et notamment ceux offrant une flexibilité de consommation, a un refus de PM quasi-systématique avec les conséquences que cela aura sur les pénalités et sur la perte d'agrément. Leur PM Acteur, | PM Acteur accepté pour le contrôle des défaillances dès lors qu'il est compris entre 95% PLE et 150% de la Puissance demandée en soutirage | La proposition de RTE concernant le renvoi de PM (compris entre PLE et 110% de la puissance demandée) formulée à l'article 5.1 des règles RRRC énonce les critères à respecter pour que le PM renvoyé par l'acteur remplace le programme de marche théorique tracé par RTE et serve donc de base pour le calcul des écarts d'ajustement.<br><br>Si le PM renvoyé par l'acteur ne se situe pas dans cette bande de tolérance, cela signifie que le PM envoyé ne remplacera pas le PM théorique. Par conséquent, l'acteur supportera des écarts d'ajustement. Ce PM sera toutefois pris pour référence pour le calcul des défaillances au titre du contrôle du réalisé du MA (puisqu'il servira à déterminer le volume attendu effectif).<br><br>Pour le contrôle des défaillances au titre de RRRC, RTE souhaite maintenir sa proposition et se baser sur la notion |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | même généré au plus près du temps réel pour prendre en compte la consommation réelle, risque de ne jamais rentrer dans le gabarit imposé, la méthode de calcul de la courbe de référence par rectangle simple occasionnant par construction des écarts significatifs et systématiques entre la vision RTE et la vision réelle, dès lors que le site n'a pas un profil de consommation flat sur la journée, ce qui représente la majorité des cas. Ce constat est d'autant plus vrai que l'ajustement est long. Nous rappelons que les autres méthodes de contrôle du réalisé (prévision, historique) ne sont pas applicables pour la majorité des capacités d'effacement. La conséquence est prévisible : la filière DSM ne pourra bénéficier de cette souplesse offerte par le PM Acteur. | | d'écart d'ajustement qui permet de se rapprocher davantage des critères aujourd'hui appliqués pour l'agrément et qui sont la contrepartie pour RTE à l'absence de tests d'agrément ex-ante.<br><br>RTE rappelle que dans la mesure où le produit RR RC est contractualisé et donne lieu au versement d'une prime fixe, il est normal que la qualité du produit attendu soit plus élevée que celle demandée dans le cadre des offres libres du mécanisme d'ajustement.<br><br>Enfin, RTE souhaite conserver la bande de tolérance proposée dans sa proposition initiale concernant l'acceptation du PM acteur en remplacement du PM théorique tracé par RTE :<br>- Si la puissance de consigne demandée par RTE est supérieure ou égale à la puissance engagée dans la LE, l'acteur ayant un engagement à PLE (pour lequel il a été rémunéré), il n'est pas acceptable que la référence pour le PM théorique puisse être inférieure à la puissance engagée dans la LE, d'autant plus qu'un sous-écart d'ajustement de 5% reste possible sans causer de défaillance au titres des règles RRRC.<br>- Les règles MA-RE prévoient que, pour une offre spécifique, le PM envoyé par l'acteur puisse remplacer le PM théorique tracé par RTE si celui-ci est inférieur à 110% de la puissance de consigne demandée. RTE considère qu'il n'est pas justifié que pour la RRRC, le critère appliqué soit plus souple que celui appliqué aux offres libres. |

| Produits à DOmin courts | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Energy Pool** | **Produits DOmin courts** | Règles RR-RC | 3.4.6.1 Critère d'attribution du marché | cf. Réponse aux questions pour DoMin<br><br>Les notions de « diminution sensible » et « cas jugés critiques » ne sont pas suffisamment transparentes pour permettre aux acteurs de définir un nombre d'activations prévisionnel et d'y associer un risque.<br><br>Pour rappel : début 2020 le nombre d'activation sur 1 mois était de l'ordre de 10 activations/semaine soit presque 30 activations/mois ce qui à ce rythme aurait représenté 100 activations sur les 3 premiers mois de l'année.<br><br>> Si une « diminution sensible » correspond à une division par 2 ou 3 du nombre d'activation, le bonus de 5€/MW/jour reste encore largement sous-évalué au vu du nombre d'activations prévisionnel<br><br>1) Pour des raisons économiques, une meilleure vision du nombre d'activation est nécessaire. Si l'ordre de grandeur du nombre d'activations est de l'ordre de :<br>- 1 à 2 fois par semaine > 50 €/MW/jour de bonification à l'interclassement<br>- 1 à 2 fois par mois > 10 €/MW/jour de bonification à l'interclassement<br>Pour des raisons opérationnelles, il serait nécessaire d'avoir une meilleure visibilité de ce que pourraient être les critères d'activations de ces DOMin courts<br><br>2) Par ailleurs la saisonnalité du besoin de Domin courts pour RTE pourrait être prise en compte dans le bonus à l'interclassement :<br>Conformément aux propositions ci-dessus, nous pourrions proposer :<br>- 10€/MW/jour en été | **cf. Commentaire "Réponse aux questions" pour DoMin** | RTE n'est pas en mesure de communiquer un nombre d'activations maximum garanti aux acteurs par semaines/mois/année, mais peut partager, sur la base d'une analyse interne du critère (non communicable pour des raisons liées au marché) appliqué aux situations historiques, un ordre de grandeur. RTE estime sur la base des données historiques de fréquence, en appliquant le critère, un nombre de situations nécessitant une activation de DOmin courts de l'ordre de 30 par an.<br><br>Eu égard aux prix moyens de RR et de RC constatés en 2020, un bonus de 50€/MW est excessif et créerait une trop grande distorsion sur les résultats de l'appel d'offres. RTE considère que la valeur du bonus devrait rester inférieure ou égale au prix moyen journalier de RR ou de RC afin de ne pas créer de distorsion dans l'interclassement.<br><br>Au regard des différentes propositions reçues, RTE propose que le bonus à soit conservé 5€/MW, dans l'attente de la mise en œuvre de l'AO fréquence. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | - 50€/MW/jour en hiver<br><br>3) Le nombre d'activations par mois étant très fortement corrélé au bonus à l'interclassement nécessaire, une alternative serait d'introduire un nombre maximum d'activations par mois ou par semaine, à partir duquel les pénalités RR-RC ne s'appliqueraient pas. | | |
| **Novajoule** | **Produits DOmin courts** | | § 5.2.7.1 et § 5.2.7.2.3 du Rapport de Concertation | Paragraphes § 5.2.7.1 et § 5.2.7.2.3 du Rapport de Concertation : RTE envoit des signaux contradictoire aux Acteurs en ce qui concerne son intérêt pour les "produits courts" :<br>- Utilité confirmée au § 5.2.7.1<br>- Mais pas de différence de valeur indiquée au § 5.2.7.2.3 | **RTE doit choisir et les Acteurs s'adapteront : Si RTE a "plus" besoin de capacités à DoMin court que d'autres, alors il doit les rémunérer davantage. Mais s'il ne veut pas les rémunérer davantage, alors il ne doit pas les mettre en risque plus que les autres.**<br>**Faire perdurer la situation 2020 n'est pas souhaitable.** | Comme détaillé dans le rapport d'accompagnement, RTE réfléchit à un appel d'offres dédié pour les produits à DOmin court dans la mesure où le besoin pour lequel ces produits sont nécessaires semble difficilement compatible avec les caractéristiques demandées dans le cadre des RR-RC. La mise en œuvre opérationnelle d'un tel appel d'offres n'étant pas possible avant début 2022, RTE propose de reconduire à titre transitoire les modalités actuelles dans l'attente de ce nouvel appel d'offres. Fort du retour d'expérience des activations qui se sont produites début 2020, RTE a aménagé les conditions d'activations de ces produits pour réduire le nombre d'activations.<br><br>Enfin, la rémunération de ces produits résulte de la concertation de l'année 2020 et de la présente consultation. RTE propose de conserver le bonus de 5 €/MW. |
| **Appel d'offres annuel** | | | | | | |
| **Engie** | **Dossier administratif AO annuel** | Règlement de consultation | | concernant l'appel d'offre annuel, RTE propose de supprimer la déclaration d'intérêt et de simplifier le dossier administratif :<br>- à la place des pages de garde signées des différents documents contractuels, seule la | | RTE prend bonne note de ce retour. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | première page de l'accord de participation aux réserves rapide et complémentaire sera demandée.<br>- le Kbis ne sera plus demandé. ENGIE y est favorable. | | |
| **Engie** | **AO annuel** | Règles RR-RC | 3.4.4.2 | la Capacité d'Ajustement d'un Site peut être considérée comme nulle par RTE : quelle en est la conséquence pour l'Acteur au titre du Contrat RR/RC ? | | La capacité d'ajustement est considérée comme nulle uniquement dans le cadre de l'attribution de l'appel d'offres annuel. La capacité d'ajustement indiquée par l'acteur dans la liste prévue lors de la remise des offres techniques sert à opérer un contrôle de recevabilité des offres commerciales par RTE. Ainsi, RTE vérifie que la somme des capacités d'ajustement proposée par l'acteur est supérieure ou égales au volume des offres commerciales proposées.<br><br>Ainsi, si au total, la capacité totale des sites proposés reste bien supérieure au volume des offres déposées, les offres commerciales de l'acteur seront bien recevables et l'acteur pourra être titulaire d'engagements. **Une clarification a été apportée aux règles en ce sens.**<br><br>Rien n'empêchera pas la suite l'acteur de faire agréer cette capacité au sein d'une EDA sous réserve qu'il respecte les règles de rattachement d'un site à une EDA prévues dans les règles MA-RE. |
| **Energy Pool** | **Interclassement AO annuel** | Règles RR-RC | 3.4.6.3 Modalités d'attribution | Nous souhaiterions avoir plus d'éléments pour comprendre comment un rejet paradoxal d'une offre mensuelle ou annuelle pourrait arriver. | | Une offre mensuelle ou annuelle peut être paradoxalement rejetée car il est précisé qu'une offre annuelle ou mensuelle ne peut déterminer le prix marginal que dans le cas où sur la période considérée, seules des offres de ce type ont été retenues.<br><br>Ainsi, une offre mensuelle rejetée correspond au cas où cette offre aurait été l'offre marginale sur le mois considéré mais qu'elle n'a pas pu être retenue du fait que des offres hebdomadaires ont été retenues sur les périodes de ce mois.<br><br>De la même façon, une offre annuelle rejetée correspond au cas où cette |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | offre aurait été l'offre marginale sur l'année mais qu'elle n'a pas pu être retenue du fait que des offres hebdomadaires ou mensuelles ont été retenues sur les périodes de l'année considérée. |
| **Flexcity** | **Produits de l'AO annuel** | Règles RR-RC | 5.2.5.1 | Flexcity encourage la démarche de simplification des produits entreprise par Rte mais considère que l'exclusion de produits à DOmax courts (13060) est prématurée dans un contexte où les produits à DOmin courts seront contractualisés pour une année supplémentaire à travers l'appel d'offres RRRC.<br>Flexcity rappelle qu'il existe un gisement de flexibilité important pour les produits à DOmin court sollicités par Rte mais que celui-ci n'est généralement pas compatible avec des durées d'activation longues de 120 minutes (process industriel, batteries). Supprimer le produit 13060 reviendrait à se priver des capacités existantes et du gisement disponible pour l'année 2021 en attente d'un cadre réglementaire établi.<br>Dernièrement, il est à noter que si la conversion d'un engagement 13060 en 13120 est possible, celle-ci se fait au coût d'une division par deux de la capacité disponible et d'une perte économique subie par l'acteur. | **Flexcity propose le maintien pour une année supplémentaire du lotissement technique actuel, en particulier pour ne pas exclure les capacités à DOmin court et DOmax court.** | **Cf. réponse détaillée au** Erreur ! Source du renvoi introuvable.<br><br>Comme détaillé dans le rapport d'accompagnement à la consultation, RTE considère que ces capacités ne sont pas exclues de l'appel d'offres dans la mesure où un acteur pourra toujours les offrir dans sa liste d'engagement en les combinant à d'autres EDA ayant également une DOmax inférieur au égal à 60 minutes (afin d'arriver à une DOmax de 120 minutes.<br>De plus, il reste possible de couvrir les besoins en DOmin courts grâce aux engagement de type C.<br>RTE rappelle qu'aujourd'hui, en raison de l'absence de soumission significative de produits à DO max inférieure ou égale à 60 minutes, l'allocation des capacités n'est pas optimale car cela conduit à contractualiser des volumes à DOmax strictement inférieur au besoin de RR (120 minutes) ou de RC (90 minutes) qui ne peuvent pas être combinés avec d'autres produits pour cause de défaut d'offres.<br>**RTE propose ainsi de maintenir sa proposition**. |
| **EDF** | **AO annuel** | Règles RR-RC | 3.4.4.3.2 | EDF s'interroge sur l'obligation de soumettre des offres simples sur toutes les sous-périodes des offres-blocs mensuelles ou annuelles. Etant donné que les blocs ne peuvent pas être marginaux, une référence de prix issue des offres simples est toujours disponible pour fixer le prix sur chaque période, donc cette contrainte ne paraît pas justifiée. En revanche, elle fait courir le risque à un acteur d'être retenu partiellement sur un mois ou une année alors qu'il ne le souhaite pas. | **Sauf justification valable, supprimer l'obligation de soumettre des offres simples sur toutes les sous-périodes des offres-blocs mensuelles ou annuelles.** | Aujourd'hui, l'algorithme de RTE ne peut pas fonctionner si des offres n'ont pas été soumises dans les périodes sous-jacentes d'une offre bloc, qu'elle soit annuelle ou mensuelle.<br><br>RTE entend cependant la demande des acteurs. Cette demande pourra être étudiée à compter de l'année 2022 car elle nécessite une refonte complète de l'algorithme de l'appel d'offres annuel.<br><br>En effet, après l'algorithme de l'appel d'offres journalier de RRRC, RTE doit travailler sur l'algorithme du futur |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | appel d'offres journalier d'aFRR ainsi que sur les éventuels algorithmes des futurs appels d'offres de réserve rapide à la baisse et le produits courts si ces nouveaux appels d'offres venaient à être validés par la CRE. |
| **EDF** | **AO annuel** | Règles RR-RC | 3.4.5.3.2 | EDF souhaiterait que soient précisées la signification et les conditions d'application de la phrase "RTE se réserve la possibilité de recourir à une négociation avec tous les Candidats ou les Candidats les mieux placés " | | Cette phrase figurait déjà dans les anciens règlements de consultation mais n'a jamais été utilisée. RTE est d'accord pour supprimer cette disposition. |
| **EDF** | **AO annuel** | Règles RR-RC | 3.4.6.3 | La contrainte sur la non-marginalité des blocs peut renchérir les réserves pour RTE, alors qu'elle peut en général être contournée en contractualisant sur une ou plusieurs période une quantité additionnelle élémentaire (1MW) du produit simple qui suit immédiatement dans le merit-order. | **Ajouter : "Dans le cas où une offre-bloc mensuelle ou annuelle est paradoxalement rejetée, RTE analyse son maintien en contrepartie de la contractualisation d'une puissance élémentaire au-delà du besoin sur une ou plusieurs périodes. Cette solution est conservée si elle s'avère plus économique, i.e. si elle minimise Σp Prix(RR ;120)*VRR,p + Prix(RC ;90)*VRC,p sur la durée du bloc."** | La mise en œuvre de cette proposition implique des modifications trop importantes de l'algorithme d'interclassement que RTE n'est pas en mesure de mettre en œuvre pour 2021. |
| **Appel d'offres journalier** | | | | | | |
| **EDF** | **Calcul besoin** | Règles RR-RC | 3.2.1. | Dans le cas où de la RR a été contractualisée à l'AO annuel pour couvrir un besoin en RC, elle est considérée comme déduite du volume de RR à contractualiser à l'AO journalier. Selon EDF, cette approche n'est pas cohérente avec le choix de fixer ex ante (théoriquement pour assurer un optimum économique) les volumes respectifs de RR et de RC à contractualiser en annuel et en journalier. Avec la part d'annuel de 66% envisagée pour 2021-2022, il serait ainsi possible que 100% du besoin de RR soit en fait contractualisé en annuel si tout le besoin annuel de RC était couvert par de la RR. | **Ne pas déduire l'éventuel volume de RR annuel couvrant un besoin de RC du besoin de RR à contractualiser en journalier.** | Il est en effet théoriquement possible que sur les années 2021 et 2022, 100% du besoin de RR annuel soit couvert par l'appel d'offres annuel, ce qui voudrait dire que 0 MW de RC ont été contractualisés en annuel. Dans ce cas, l'appel d'offres journalier portera effectivement sur 500 MW de produit RC.<br><br>Cet effet de bord disparaitra dès lors que la part de contractualisation annuelle diminuera, à savoir à compter de 2023 suivant la proposition de RTE.<br><br>La proposition d'EDF, telle que RTE la comprend, consiste à venir diminuer le besoin journalier de RC du volume de RR contractualisé à l'appel d'offres annuel en substitution d'un volume de RC plutôt que le besoin journalier de RR.<br><br>Dans la mesure où il restera possible de sélectionner des offres RR en journalier même si le besoin recherché en journalier est uniquement un besoin RC (si retenir les offres RR s'avère |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | moins cher), RTE souhaite maintenir sa proposition initiale. |
| **Energy Pool** | **Résultats** | Règles RR-RC | 3.5.7.3 Notification de l'attribution du guichet | Nous souhaiterions que les résultats de l'attribution de chaque guichet soit également envoyé par mail au lauréat. | | RTE n'est pas en mesure de garantir un envoi par mail des résultats de chaque guichet au lancement de la plateforme pour l'AOJ |
| **EDF** | **Résultats** | Règles RR-RC | 3.5.7.3 / 3.5.8 | EDF rappelle la nécessité de disposer des résultats de l'AO journalier au plus tôt pour que ceux-ci puissent être intégrés dans le processus de construction des offres spot. La communication à 10h30 en situation normale est déjà considérée comme tardive ; une communication à 11h30 en situation dégradée serait très difficile à gérer pour EDF, et devra rester tout à fait exceptionnelle. | | RTE prend note de cette demande et rappelle que l'horaire de 10h30 constitue un délai maximum. Si les résultats sont disponibles avant, RTE les publiera en amont de l'horaire de 10h30.<br>D'autre part, RTE s'engage à effectuer un REX des horaires de publication effectifs en opération afin d'évaluer la possibilité de l'avancer.<br>Les solutions dégradées sont effectivement liées à des contraintes techniques exceptionnelles. |
| **Energy Pool** | **Insuffisance d'offres** | Règles RR-RC | 3.5.9 Insuffisance d'offres | A l'article 3.5.8, il est prévu un nouveau guichet en cas de contraintes SI : pourquoi ne pas prévoir également un nouveau guichet en cas de manque d'offres ? | **Proposition : appliquer les mêmes propositions de "situations de repli" de l'article 3.5.8 en cas d'insuffisance d'offre** | RTE considère qu'une insuffisance d'offres serait révélatrice d'une situation anormale sur les marchés et serait dans tous les cas, un évènement rare. Dès lors, organiser un second guichet plus tard dans la journée ne garantirait toujours pas que le besoin puisse être couvert.<br>C'est pourquoi, dans ce cas précis, RTE privilégiera d'autres moyens (de secours ou non) à sa disposition pour garantir qu'il dispose des marges 15' nécessaires.<br>D'autre part, RTE souhaite minimiser l'organisation de nouveaux guichets pour des raisons opérationnelles. |
| **EDF** | **Insuffisance d'offres** | Règles RR-RC | 3.5.9 | En cas d'insuffisance d'offres, la fixation du prix au niveau de la dernière offre retenue ne permet pas de signaler la tension du système et de rémunérer les acteurs en conséquence. | **Dans ce cas, le prix devrait théoriquement être fixé par la demande, à laquelle il est nécessaire d'affecter un prix plafond (à partir du coût des moyens de substitution auxquels RTE aura recours).** | RTE considère que le prix à payer, même en cas d'insuffisance d'offres reste le prix marginal des capacités offertes. |
| **Engie** | **Insuffisance** | Règles RR- | | concernant les situations d'insuffisance | ENGIE propose qu'un nouvel appel d'offre | RTE considère qu'une insuffisance |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **d'offres** | RC | | d'offres pour l'appel d'offres journalier, RTE propose de ne pas chercher à contractualiser le volume manquant par l'organisation d'un autre guichet et explique que pour s'assurer d'avoir à sa disposition les volumes manquants, RTE utiliserait les autres moyens à sa disposition pour garantir qu'il dispose des marges 15' nécessaires. Or il n'y a aucune garantie sur la disponibilité de ces derniers. De plus il est toujours possible d'organiser un second appel d'offre pour garantir de se procurer les volumes manquants. Ainsi, pour ENGIE, cette proposition n'est pas acceptable et remarque qu'elle n'est pas en conformité avec le code SOGL (Art 157.4 " All TSOs of a LFC block shall have sufficient reserve capacity on FRR at any time in accordance with the FRR dimensioning rules"). | soit immédiatement organisé selon le timing suivant:<br>- ouverture du guichet: 10:30<br>- fermeture du guichet: 15:00<br>- publication des résultats à 15:30 (au plus tard) | d'offres serait révélatrice d'une situation anormale sur les marchés et serait dans tous les cas, un évènement rare. Dès lors, organiser un second guichet plus tard dans la journée ne garantirait toujours pas que le besoin puisse être couvert. En outre, au titre du code SOGL, RTE a une obligation de moyens pour couvrir son besoin mais pas de résultats, dans la mesure où une telle situation relève d'un défaut d'offres.<br><br>C'est pourquoi, dans ce cas précis, RTE privilégiera d'autres moyens (de secours ou non) à sa disposition pour garantir qu'il dispose des marges 15' nécessaires.<br><br>D'autre part, RTE souhaite minimiser l'organisation de nouveaux guichets pour des raisons opérationnelles. |
| **EDF** | **AOJ** | Règles RR-RC | 3.5.5.2 | La formulation n'est pas adéquate puisqu'il n'y a qu'un pas temporel pour l'AO J-1. | **Supprimer "valable pour l'ensemble des pas temporels"** | Proposition prise en compte. |
| **EDF** | **AOJ** | Règles RR-RC | 3.5.7 | La formulation n'est pas adéquate pour l'AO J-1. | **Supprimer la référence à la période hebdomadaire pour l'AO J-1.** | Proposition prise en compte. |
| **Appel d'offres complémentaire** | | | | | | |
| **Energy Pool** | **AO complémentaire** | Règles RR-RC | 2.4.2 et 3.2.2 | Le jeu de règles ne semble pas prévoir qu'il y ait des résiliations entre les résultats de l'AO annuel (août 2020) et l'AO complémentaire qui pourrait être mis en place au cas où la date serait postérieure au 01/01/2021. Or, si tel était le cas, un (ou des) AO complémentaire pourrait être nécessaire pour contractualiser les volumes qui auraient été résiliés.<br>2 notions différentes d'AO complémentaire coexistent dans les règles ce qui les rend difficiles à comprendre | **Renommer l'AO complémentaire qui pourrait avoir lieu fin 2020 si la date J était reportée courant 2021 en "AO complémentaire exceptionnel" (car spécifique à l'année 2021), et conserver le nom "AO complémentaires" en cas d'AO nécessaires suite à des résiliations de volume (ces AO ayant déjà existé précédemment)** | Des AO complémentaires "supplémentaires" peuvent avoir lieu dans le cas où la date J est postérieure au 1er janvier 2021. Dans ce cas :<br>- le premier AO complémentaire permettra de couvrir les volumes manquants pour couvrir l'intégralité du besoin de RR et de RC faute de mise en œuvre dans les temps de l'AO journalier ainsi que les éventuelles défaillances connues à la date d'organisation de ce premier AO entre le 1er janvier 2021 et la date J ;<br>- d'autres AO complémentaires pourraient effectivement avoir lieu dans le cas où des défaillances auraient lieu postérieurement à l'organisation du premier appel d'offres et couvriraient une ou plusieurs périodes antérieures à la date J.<br><br>Ceci est bien explicité à l'article 3.2.2 qui prévoit : "Le cas échéant, de |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | nouveaux appels d'offres complémentaires peuvent être organisés jusqu'à la Date J en cas de modification d'Engagements Initiaux dans les conditions prévues à l'article 2.4 afin de couvrir le besoin manquant jusqu'à la Date J."<br><br>RTE propose de maintenir sa proposition initiale car considère qu'il n'y a pas lieu de différencier explicitement le 1er AO complémentaire organisé. |
| **Energy Pool** | **AO complémentaire** | Règles RR-RC | 2.4.2 Pénalité applicable avant la Date J | Au vu des pénalités proposées dans cet article, il semble que seules des résiliations ayant eu lieu entre les résultats de l'AO annuel (août 2020) et l'AO complémentaire exceptionnel (cf. commentaire 2.4.2 et 3.2.2) aient été prises en compte.<br>S'il y avait d'autres AO complémentaires à mettre en place, les pénalités pour résiliation devraient se baser sur le max entre :<br>- 10% du prix moyen pondéré entre l'AO annuel et l'AO complémentaire exceptionnel (pondéré selon les volumes retenus par l'acteur défaillant à chacun des 2 appels d'offres)<br>- le prix de l'AO complémentaire mis en place pour recontractualiser les volumes résiliés - le prix moyen pondéré ci-dessus | | De façon à simplifier le calcul des pénalités prévu au 2.4 en cas de résiliation d'engagement et dans la mesure où il n'est pas possible de distinguer si l'engagement est issu de l'appel d'offres annuel ou du premier appel d'offres complémentaire, il est proposé que la pénalité reste toujours calculée en comparaison avec le prix de l'appel d'offres annuel sans inclure de pondération liée aux volumes contractualisés lors du 1er appel d'offres complémentaire organisé. |
| **Energy Pool** | **AO complémentaire** | Règles RR-RC | 3.2.2 | Le paragraphe 3.2 décrit de manière détaillée tous les volumes qui pourraient être contractualisés par RTE dans le cadre de différents appels d'offres : AO annuel, AO journaliers dans le 3.2.1, et AO complémentaire dans le cas où la date J serait postérieure au 01/01/2021 (dit AO complémentaire exceptionnel si la remarque sur les paragraphes 2.4.2 et 3.2.2 est acceptée), mais rien n'est dit sur les AO complémentaires qui pourraient être nécessaires en cas de volumes résiliés après l'AO complémentaire exceptionnel. Pour être complet, il serait intéressant de mentionner ces AO complémentaires dans le paragraphe 3.2.2 (ou dans un 3.2.3) | **Le paragraphe 3.2.2 explicite déjà le cas de l'AO complémentaire exceptionnel, il faudrait définir les volumes dans le cas des AO complémentaires : ce sont les volumes résiliés entre l'AO complémentaire exceptionnel et la date J** | Ces appels d'offres complémentaires sont déjà bien mentionnés au 3.2.2 : "Le cas échéant, de nouveaux appels d'offres complémentaires peuvent être organisés jusqu'à la Date J en cas de modification d'Engagements Initiaux dans les conditions prévues à l'article 2.4 afin de couvrir le besoin manquant jusqu'à la Date J." |
| **Engie** | **AO complémentaire** | Règlement de consultation | | RTE propose d'introduire la possibilité de lancer un appel d'offres complémentaire pour couvrir le besoin restant, si jamais la mise en œuvre de l'appel d'offres journalier n'est pas possible à compter du 1er janvier 2021. Pour | | RTE comprend le souhait d'Engie de lancer l'appel d'offres journalier au plus tôt.<br><br>RTE met tout en œuvre, dans la limite |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | ENGIE, l'appel d'offre complémentaire ne doit concerner qu'une période très restreinte inférieure à 1 mois. Par ailleurs, ENGIE attire l'attention de RTE sur les modalités SI de l'appel d'offre journalier qui devront être finalisées dans un délai suffisant afin de permettre aux acteurs d'implémenter les évolutions, par exemple 6 mois avant le premier jour de livraison, soit fin juin 2020, et au plus tard fin juillet 2020. | | de ce que permet le contexte actuel, pour essayer de tenir le calendrier annoncé mais ne peut malheureusement pas le garantir à l'heure actuelle. RTE n'est pas en mesure de s'engager avec certitude sur une date de mise en œuvre de l'appel d'offres.<br><br>Les acteurs seront bien entendu tenus informés et un délai suffisant sera laissé aux acteurs pour qu'ils puissent adapter leur SI. |
| **Etude concernant le verdissement de l'appel d'offres RR-RC** | | | | | | |
| **Alpiq** | **Etude verdissement** | Rapport de consultation | Article 4 : Evaluation de l'impact carbone du verdissement de l'appel d'offres RR-RC | Nous avons accueilli favorablement le lancement de discussions autour du verdissement de l'appel d'offres RRRC dans le cadre de la consultation relative à l'AO RRRC 2021. Il nous semble toutefois que ce sujet a été abordé assez rapidement en GT et mériterait d'être étudié plus en détails dans le futur. L'étude présentée repose sur plusieurs hypothèses simplificatrices et ne considère qu'un seul scénario général de verdissement (réservation d'un volume croissant de capacités hydrauliques). Il conviendrait d'étudier d'autres scénarios, avec par exemple des primes progressives pour des actifs moins carbonnés (sans faire une simple distinction carbonné/décarbonné), permettant des incitations au remplacement de capacités anciennes, sans pour autant exclure nécessairement ces dernières des appels d'offres. Nous souhaiterions donc que ce sujet soit davantage approfondi lors de la prochaine consultation. | | Comme explicité lors du GT de mars, réaliser une étude intégrant d'autres types de capacités aurait nécessité une complexification de la modélisation qui ne se justifiait pas au vu des impacts CO2 identifiés dans l'étude qui a été partagée. |
| **Energy Pool** | **Etude verdissement** | Rapport d'accompagnement à la consultation | 4. EVALUATION DE L'IMPACT CARBONE DU VERDISSEMENT DE L'APPEL D'OFFRES RR-RC | L'étude part de l'hypothèse que s'il y a une bonification pour les moyens décarbonés participant à la RR-RC, alors l'intégralité du besoin sera contractualisé par l'hydraulique et que la part de l'électricité non produite par l'hydraulique sera faite par un moyen carboné : ne réduisant par conséquent pas les émissions de CO2. Nous partageons ce point de vue concernant l'impact du remplacement de l'hydraulique par un moyen thermique<br><br>Cependant si l'étude intégrait la participation | **Nous souhaiterions que cette étude soit mise à jour avec la prise en compte de l'effacement comme moyen décarbonné en plus de l'hydraulique** | Comme explicité lors du GT de mars, réaliser une étude intégrant les effacements aurait nécessité une complexification de la modélisation qui ne se justifiait pas au vu des impacts CO2 identifiés dans l'étude qui a été partagée. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | des capacités d'effacement à la RR-RC, ce qui est tout à fait plausible au vue des volumes disponibles, ces moyens ne produisant pas, il n'y aurait pas de compensation nécessaire par des moyens carbonés : la réduction des émissions de CO2 pourrait alors se faire sentir.<br><br>Nous regrettons que l'étude n'ait pas pris ces éléments davantage en considération pour acter ou non, du verdissement des offres RR-RC. | | |
| **Modifications des engagements initiaux** | | | | | | |
| **EDF** | **Modification des engagements initiaux** | Règles RR-RC | 2.4 | EDF accueille favorablement la possibilité de modifier ses engagements initiaux dès lors qu'ils peuvent être re-contractualisés par RTE via un appel d'offres ultérieur. Cette possibilité permet notamment aux acteurs de faire face à des aléas sur la disponibilité de leurs EDA, sans avoir besoin de recourir au marché secondaire qui est peu liquide. Toutefois, EDF considère que les modalités proposées sont encore trop restrictives et limitent en pratique l'intérêt de ce dispositif :<br>- les délais de notification sont beaucoup trop importants et, du point de vue d'EDF, injustifiés. En particulier dans le cadre du processus journalier après la date J, rien ne s'oppose à ce que la modification des engagements initiaux puisse intervenir jusqu'à la fermeture du guichet de l'AO J-1 (le volume à contractualiser n'a pas besoin d'être fixé au moment de l'ouverture de ce guichet) ;<br>- la modification des engagements initiaux devrait seulement donner lieu à la compensation du surcoût - éventuel - de re-contractualisation pour RTE, mais n'a aucune raison de faire l'objet d'une pénalisation additionnelle puisqu'elle ne cause aucun préjudice à RTE.<br><br>Au-delà de ces principes, EDF s'interroge sur la rédaction adoptée : avant la date J, la seule modification possible devrait concerner des engagements annuels qui seraient re-contractualisés lors de l'AO complémentaire organisé pour couvrir la période comprise entre le 1er janvier 2021 et la date J (c'est d'ailleurs ce qui ressort de la formule de pénalité du §2.4.2). Cependant, il est prévu de pouvoir aussi modifier des "Engagements | **- faire apparaître plus clairement que la modification des engagements initiaux annuels est de droit pour les titulaires après la date J ;**<br>**- ouvrir la possibilité de modification d'un engagement annuel portant sur une journée J jusqu'à la fermeture du guichet de l'AO journalier organisé en J-1 (ce qui devrait s'accompagner d'un traitement automatisé des demandes et des notifications de modifications d'engagements dans le cadre du processus J-1) ;**<br>**- supprimer le plancher de pénalisation de 10% du prix marginal obtenu à l'AO annuel dans les formules des § 2.4.1. et 2.4.2 ;**<br>**- supprimer la pénalité additionnelle de 10€/MW/jour pour les engagements annuels à DOmin 15 minutes.** | **<u>Modification des engagement initiaux</u>**<br><br>Concernant la modification des engagements initiaux, une réduction de l'échéance au-delà de J-5 pourrait constituer une cible mais dans un premier temps, RTE a besoin, pour des raisons opérationnelles, de disposer d'au moins 5 jours ouvrés pour intégrer ces modifications.<br><br>Compte-tenu du retour des acteurs, RTE propose donc que la modification des engagements initiaux soit possible jusqu'à 5 jours ouvrés avant l'échéance, sans visibilité ferme sur le besoin avant échéance.<br><br>RTE considère que la modification des engagements initiaux reste un cas devant faire l'objet d'une pénalité dans tous les cas afin d'éviter les arbitrages. Ainsi RTE propose de conserver le plancher de 10% du prix marginal de l'AO annuel<br><br>Enfin, RTE considère que la perte d'un engagement relatif à un produit à DOmin court (ayant bénéficié d'un bonus à l'interclassement de 5€/MW) est d'autant plus dommageable qu'il n'est pas certain de pouvoir en obtenir lors d'un AO suivant (la caractéristique C portant sur le volontariat des acteurs lors de la soumission des offres). RTE propose de conserver cette pénalité additionnelle.<br><br>**<u>Précisions concernant les appels d'offres complémentaires</u>** |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Initiaux issus [...], avant la Date J, d'un appel d'offres complémentaire" (a priori l'AO complémentaire susmentionné ?) ; dans ce cas, aucun appel d'offres pré-existant ne permettrait de les re-contractualiser, et ce serait donc la demande de modification qui générerait l'organisation d'un nouvel AO complémentaire.<br>Enfin, EDF ne comprend pas pourquoi la modification d'engagements à DOmin 15 minutes devrait faire l'objet d'une pénalisation renforcée. | | En fin d'année 2020, s'il n'est pas possible de démarrer la contractualisation journalière au 1er janvier 2021, RTE organisera effectivement un appel d'offres complémentaire qui permettra de contractualiser les volumes manquants qui auraient dû être contractualisés par un appel d'offres journalier, ainsi que les volumes issus de défaillances connues avant l'organisation de cet appel d'offres.<br><br>En revanche, si des défaillances sont notifiées après l'organisation du premier appel d'offres complémentaire, RTE doit être en mesure de couvrir les volumes manquants, comme c'est déjà le cas aujourd'hui : les appels d'offres complémentaires étant bien « générés » par des notifications de défaillances. Par simplification, RTE propose que la pénalisation reste toujours calculée dans les appels d'offres complémentaires par comparaison avec le prix de l'appel d'offres annuel. |
| **Energy Pool** | **Modification des engagements initiaux** | Règles RR-RC | 2.4 Modification des Engagements Initiaux | Après la Date J, la modification des engagements initiaux pourrait être ramenée à une plus courte échéance que 10 Jours Ouvrés, offrant davantage de souplesse aux acteurs subissant des indisponibilités non planifiées de leur capacité. | **Proposition : modification possible jusqu'à J-2 Jour Ouvrés à 12h avant l'échéance** | Une réduction de l'échéance au-delà de J-5 constitue une cible mais dans un premier temps, RTE a besoin, pour des raisons opérationnelles, de disposer d'au moins 5 jours ouvrés pour intégrer ces modifications.<br><br>**Compte-tenu du retour des acteurs, RTE propose donc que la modification soit possible jusqu'à 5 jours ouvrés avant l'échéance, sans visibilité ferme sur le besoin avant échéance**. |
| **Energy Pool** | **Publication du besoin de l'appel d'offres journalier** | Règles RR-RC | 3.5.3 Réserves Rapide et Complémentaire à attribuer pour | Il ne nous semble pas indispensable que le Volume de RR et RC à attribuer chaque jour soit consultable à l'avance. Nous préférons pouvoir réduire le delai de modification des engagements initiaux d'un jour J, en amont jusqu'à 2 Jours Ouvrés avant midi. | **supprimer la phrase "Le volume recherché en Réserve Rapide (produit {13;120}) et en Réserve Complémentaire (produit {30;90}) pour chaque journée est consultable sur la plateforme XXXXX en amont de l'ouverture du guichet."** | RTE a besoin, pour des raisons opérationnelles, de disposer d'au moins 5 jours ouvrés pour intégrer ces modifications. Ce délai sera réduit à la cible.<br><br>**Compte-tenu du retour des acteurs, RTE propose donc que la** |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | chaque journée | | | **modification soit possible jusqu'à 5 jours ouvrés avant l'échéance, sans visibilité ferme sur le besoin avant échéance**.<br><br>En conséquence, cette phrase sera modifiée pour préciser que le besoin ne sera pas nécessairement consultable en amont de l'ouverture du guichet. |
| **EDF** | **Publication du besoin de l'appel d'offres journalier** | Règles RR-RC | 3.5.3 | EDF considère que le volume recherché n'a pas besoin d'être fixé en amont de l'ouverture du guichet et qu'il doit pouvoir évoluer jusqu'à sa clôture pour prendre en compte les modifications d'engagements annuels des acteurs. | "Le volume recherché initial **(hors prise en compte des éventuels Engagements Résiliés des Participants)** en Réserve Rapide (produit {13;120}) et en Réserve Complémentaire (produit {30;90}) pour chaque journée est consultable sur la plateforme XXXXX en amont de l'ouverture du guichet." | RTE a besoin, pour des raisons opérationnelles, de disposer d'au moins 5 jours ouvrés pour intégrer ces modifications. Ce délai sera réduit à la cible<br><br>**Compte-tenu du retour des acteurs, RTE propose donc que la modification soit possible jusqu'à 5 jours ouvrés avant l'échéance, sans visibilité ferme sur le besoin avant échéance**.<br><br>En conséquence, cette phrase sera modifiée pour préciser que le besoin ne sera pas nécessairement consultable en amont de l'ouverture du guichet. |
| **Transparence et publications** | | | | | | |
| **EDF** | **Publications** | Règles RR-RC | 1.9 | Le format de publication pour les résultats des éventuels appels d'offres complémentaires entre le 1er janvier 2021 et la date J est aligné sur celui des appels d'offres journaliers, ce qui n'est pas pertinent. | **Les éléments publiés dans ce cas devraient plutôt être :**<br>**– les noms des attributaires ;**<br>**– la puissance totale contractualisée par produit et par période ;**<br>**– les prix marginaux par produit et par période ;**<br>**– pour chaque période unitaire et chaque MW offert, tous Candidats confondus, le type de produit et le prix déposé pour la période unitaire.** | RTE propose de modifier à la marge l'article 1.9 de façon à ce que les publications soient alignées sur les exigences règlementaires des règlements Transaprency et EBGL.<br><br>Pour l'appel d'offres annuel, RTE conservera la publication de l'ensemble des volumes offerts selon le format habituellement proposé, cette publication n'étant pas dans le format demandé par l'ENTSOE pour la plateforme Transparency. |
| **Autres sujets** | | | | | | |
| **EDF** | **Définitions** | Règles RR-RC | Définitions | EDF note quelques différences de définitions par rapport aux règles MA-RE (Délai de Mobilisation vs. Délai de Mobilisation d'une Offre, Plage de contrôle vs. Plage de contrôle d'une EDA), des doublons (Ordre / Ordre d'Ajustement), ou encore des renvois à des | **Pour éviter toute confusion, sauf s'il existe une justification à l'existence de différences, les définitions redondantes par rapport aux règles MA-RE devraient être soit omises (inutile de préciser « a le sens qui lui** | RTE prend note de ces remarques et tâchera de mieux harmoniser les définitions lors du prochain jeu de règles.<br><br>D'un point de vue juridique, il semble néanmoins nécessaire de faire |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | définitions non présentes dans les règles MA-RE (Offre d'Ajustement Spécifique explicite/implicite).<br>Certaines définitions sont au contraire présentes dans les règles MA-RE mais mériteraient d'être précisées dans le cadre RR-RC (DOmax, DOmin, DNA).<br>Enfin, certains concepts utilisés dans les règles RR-RC ne sont pas définis (p.ex. "Offre conforme"). | **est attribué dans les Règles MA-RE », c'est le principe général énoncé en tête de chapitre), soit reprises exactement à l'identique (pour la commodité de la lecture). Les instants de référence pour le décompte de DOmin, DOmax, DNA devraient être précisés, de même que les règles d'arrondi correspondantes. "Offre conforme" semble renvoyer au concept d'"Offre Prise en Compte" au sens des règles MA-RE.** | apparaitre une définition des termes dans le jeu de règles RR-RC et de faire une référence aux autres jeux de règles le cas échéant (même si le principe général de renvoi est donné). |
| **EDF** | **Définitions** | Règles RR-RC | Définitions | La définition d'"Engagements Supplémentaires" est manquante. | **Proposition de définition : "désigne tout ou partie des Engagements acquis par le Participant dans le cadre d'un Echange de Réserves accepté par RTE, les Engagements Supplémentaires étant définis notamment par les dates de mise à disposition, les puissances, les durées d'activation et, les délais de mobilisation."** | RTE a pris en compte cette suggestion. |
| **EDF** | **Définitions** | Règles RR-RC | Définitions | EDF propose une modification mineure dans la définition d'"Accord de Participation aux Règles Services Système" | **"désigne le contrat conclu entre RTE et un participant conformément aux Règles Services Système, par lequel ce dernier déclare adhérer aux Règles SSY en vue de participer au réglage de la fréquence ou en tant que ~~fournisseur~~ Responsable de Réserve, tel que ce terme est défini dans les Règles SSY."** | L'accord de participation SSY fréquence propose 2 modalités de participation :<br><br>« Le participant participe (un seul choix possible) :<br>- Au réglage de la fréquence ;<br>- En tant que Fournisseur »<br><br>RTE propose donc de maintenir sa proposition. |
| **EDF** | **Résiliation** | Règles RR-RC | 1.3.1.2 / 1.3.2 | Les formulations concernant la date d'effet de la résiliation de l'accord de participation aux règles RR/RC sont confuses. | Reformulation proposée au § 1.3.1.2 : **"La résiliation de l'Accord de Participation RR-RC, si elle est acceptée par RTE, prend effet, à compter de la réception de la Notification par RTE, dans un délai de six (6) semaines avant la Date J et de quinze (15) Jours Ouvrés après la Date J."**<br>Reformulation proposée au § 1.3.2 : **"La résiliation de l'Accord de Participation RR-RC prend effet, à compter de la date de réception par le Participant de ladite lettre, dans un délai de six (6) semaines avant la Date J et de quinze (15) Jours Ouvrés après la Date J."** | RTE a pris en compte cette suggestion. |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **EDF** | **Résiliation** | Règles RR-RC | 1.3.1.2 / 1.3.2 / 1.3.3 | EDF ne comprend pas le recours (certes déjà présent dans les contrats RR-RC précédents) au prorata du montant mensuel de la Prime Fixe pour déterminer la somme due par RTE au Participant en cas de résiliation au cours d'un mois calendaire. En fonction de la répartition des engagements de l'acteur au cours du mois, ce calcul peut être pénalisant pour lui sans que cela soit justifié. | **EDF souhaite que le calcul soit effectué sur la base des primes fixes journalières (i.e. primes fixes par période divisées par le nombre de jours de la période) correspondant aux jours du mois précédant la date de résiliation.** | RTE a pris en compte cette suggestion |
| **EDF** | **Force majeure** | Règles RR-RC | 1.3.2. / 1.6 | EDF souhaiterait savoir pourquoi la définition de la force majeure a été restreinte aux événements d'au moins de 30 jours, alors que ce n'était pas le cas dans les contrats RR-RC précédents. | **Suppression de la durée minimale de 30 jours en l'absence de justification valable.** | Le contrat RR-RC 2020 prévoit déjà une clause similaire. Seul le mot « consécutifs » a été précisé mais cela ne change pas le sens initial du paragraphe. |
| **Energy Pool** | **Force majeure** | Règles RR-RC | 1.6 Force Majeure | un évènement de force majeure est caractérisé ici comme "tout événement échappant au contrôle du Participant ou de RTE, [..] et empêchant directement l'exécution…" --> le terme "directement" qui a été ajouté par rapport à la version 2020 revient à rajouter une contrainte supplémentaire à la définition légale de la force majeure. | **supprimer "directement" de la phrase** | L'évènement de force majeure invoquée par l'une ou l'autre des parties doit avoir un impact direct sur l'impossibilité d'exécuter tout ou partie de ses obligations. L'insertion du terme « directement » a pour objet de le préciser. En tout état de cause, la définition de la force majeure issue du code civil peut légalement être précisée par les parties |
| **Engie** | **Modification des règles** | Règles RR-RC | 1.3.2 | RTE fixe un délai de prise en compte de la résiliation demandée par sa contrepartie pour modifications des Règles et/ou du Contrat (6 semaines ou 15 jours) sans introduire de préavis d'information sur les modifications des Règles et/ou du Contrat (article 1.4). Le Participant ne saurait subir les conséquences pendant plusieurs semaines de modifications dont il n'avait pas eu connaissance | Toute modification des Règles ou du Contrat doit être notifiée a minima 2 mois (avant J) et trois semaines (après J) leur mise en œuvre aux Participants | Comme détaillé à l'article 1.4, une nouvelle version des règles est publiée dans un délai de 15 jours ouvrés à compter de l'approbation de la CRE. RTE notifie à chaque Participant la mise à disposition de la version révisée des Règles. Les participants ont donc une bonne connaissance de la version des Règles qui sera publiée au moment de la publication de la délibération de la CRE, avant la publication des Règles définitives.<br><br>Après la Date J, la résiliation par l'acteur du fait de l'évolution des Règles MA-RE intervient dans un délai de 15 jours ouvrés et est donc alignée avec le délai de publication.<br><br>Toutefois, avant la date J, RTE doit avoir le temps de contractualiser les volumes résiliés par appel d'offres complémentaire, dont le délai d'organisation est notablement plus long que la contractualisation par appels d'offres journalier qui sera |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | automatisée. RTE estime qu'il a besoin, comme c'est déjà le cas aujourd'hui, d'un délai de 6 semaines pour gérer la demande de résiliation et organiser un appel d'offres complémentaire. |
| **EDF** | **Offres standard** | Règles RR-RC | 2 | EDF rappelle qu'il souhaite que les engagements RR-RC puissent à terme être remplis via des offres standards sur les plateformes TERRE et MARI. | | RTE prend note de cette remarque et rappelle que cela constitue bien la cible. |
| **Energy Pool** | **NER** | Règles RR-RC | 2.5 Notifications d'Echange de Réserve | Energy Pool regrette que soit maintenu le délai maximal de 7 jours avant le dernier jour de livraison pour pouvoir Notifier des NER. En effet, les acteurs peuvent acter des échanges plusieurs semaines/mois à l'avance, et cette contrainte entraine une complexité opérationnelle qui ne paraît pas justifiée | **Proposition : supprimer "avec un préavis ne pouvant excéder sept (7) Jours avant le dernier jour de livraison mentionné au sein de la NER"** | Dans la mesure où RTE ne demande pas de garantie bancaire aux acteurs pour participer aux réserves rapide et complémentaire, RTE estime qu'il reste nécessaire de borner le risque de contrepartie en limitant les NER dans la durée. RTE propose de maintenir cette limite de 7 jours. |
| **Energy Pool** | **LE** | Règles RR-RC | 4.1. Déclaration en lien avec l'Agrément de l'EDA | "le DMO déclaré pour l'EDA doit être ~~supérieur~~ ou égal au DMO pour lequel l'EDA est Agréée techniquement." | **Modification : "...le DMO déclaré pour l'EDA doit être inférieur ou égal... "** | Il n'est pas possible de déclarer dans une LE un DMO inférieur au DMO agréé d'une EDA. |
| **EDF** | **LE** | Règles RR-RC | 4.4.1.2.2 | Dans les cas décrits aux § 4.4.1.2.2.1 et 4.4.1.2.2.2, la condition PEDA1,p = PEDA2,p paraît inutilement restrictive. Par exemple, deux EDA de puissances P1 et P2 peuvent être engagées pour répondre à un engagement P sur le premier aléa, et deux autres de puissances P3 et P4 pour répondre au même engagement sur le 2ème aléa, avec P1+P2=P3+P4=P mais P1 ≠P3 et P2≠P4. | **Cette condition devrait être imposée sur la somme des puissances des EDA répondant aux engagements concernés, mais pas sur les puissances individuelles des EDA.** | Le format actuel de la Liste d'Engagement ne permet pas de déclarer des « groupes », une telle disposition rendrait donc difficile le suivi des capacités disponibles sur aléa en temps réel. |
| **Energy Pool** | **Offres sur le MA** | Règles RR-RC | 4.4.2 Offres Soumises sur le MA | Il y a un problème de consistance dans la formule de l'alinéa sur la contrainte de Pmin (présence de l'engagement i à droite de la formule qu'on ne retrouve pas à gauche): "pour chaque Pas Demi-Horaire p de la journée, Pmin,EDA,p<PLE,EDA,p,i MW, sauf dans le cas où le Participant justifie d'une contrainte technique sur l'EDA ne permettant pas de respecter ce critère" | **Remplacer Pmin,EDA,p<PLE,EDA,p,i par Pmin,EDA,p <= somme(PLE,EDA,p,i)** | La correction a bien été effectuée. |
| **EDF** | **Offres sur le MA** | Règles RR-RC | 4.4.2 | EDF s'interroge sur l'exigence NBactivations ≥ 2xNB_ALEAS, qui est rendue générique alors qu'elle ne concernait auparavant que les EDA engagées sur 3 ou 4 blocs. | | RTE a souhaité simplifier et harmoniser l'ensemble des CUO exigées en ne différenciant plus les critères selon le NB Blocs proposés, d'autant plus que le nombre de produits est réduit à 2. |
| **EDF** | **HLAR** | Règles RR- | 4.3.1 / | EDF suggère de remplacer "16h30" par "HLAR" | **"16h30" "Heure Limite d'Accès au** | RTE a pris en compte cette proposition |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | RC | 7.2.2 / 8.2.1 / 8.2.2 | pour couvrir les cas de retard de publication des bourses. | **Réseau HLAR"** | |
| **EDF** | **Activation fin de journée** | Règles RR-RC | 5.4 | L'approche proposée, héritée des contrats actuels, ne semble pas optimale (en pratique, l'EDA continuera de fournir la puissance jusqu'à la fin du DOmin et il en résultera un écart pour l'acteur), et contraire à l'article 4.4.5.2 des règles MA (Respect des Conditions d'Utilisation de l'Offre Spécifique). Par ailleurs, EDF observe que l'article 4.6.1.1.6.1 des règles MA décrit les modalités financières en cas de désactivation avant le DOmin, mais ne précise en revanche pas comme est fixé l'instant de désactivation. | EDF propose que, dans les cas listés, l'instant de désactivation respecte bien le DOmin, et que la partie de l'ajustement débordant sur le pas demi-horaire p+1 soit valorisée au prix de l'offre sur le pas de temps p.<br>Si l'approche actuellement proposée devait être conservée, EDF suggère a minima de reformuler comme suit **: "(…) l'Instant de Désactivation de l'EDA est égal à la fin du Pas Demi-Horaire p et il est fait application de l'article 4.6.2.6.3.1 de la section 1 des règles MA-RE « offres désactivées avant la fin de la Durée Minimale d'Utilisation » sans aucune autre formalité".** | RTE a pris en compte la proposition de reformulation. |
| **EDF** | **Facturation des pénalités** | Règles RR-RC | 9.1.2.1 | EDF considère que les règles RR-RC devraient contenir une échéance de facturation des pénalités engageante pour RTE, et aussi proche que possible du mois au cours duquel ces pénalités ont été encourues. Les pénalités font actuellement l'objet d'une facturation annuelle et ne sont donc connues que très tardivement par rapport aux défaillances effectives, ce qui est préjudiciable au bon suivi de ces pénalités et génère des difficultés dans les processus commerciaux dans le cas où elles doivent être refacturées à des clients. | **Proposition EDF : « RTE adresse une facture, au plus tôt tard, en M+1 3»** | RTE fait ses meilleurs efforts pour réduire les délais de facturation de pénalités et a pour cible que d'ici la fin de l'année 2020, la facturation puisse être faite au plus près de la détection de la défaillance, grâce à la mise en place d'un outil de contrôle plus automatisé que l'état de l'art actuel. |

## ANNEXE 1 - TABLEAU RECAPITULATIF DES EVOLUTIONS 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 données 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.

| Article | Evolution | Date | Commentaires |
|---|---|---|---|
| **Mise en œuvre à une date différente de l'entrée en vigueur des règles** | | | |
| 1.2.2 | Mise en œuvre d'une contractualisation journalière | Date J | S1 2021 |
| 2.4 | Possibilité de modifier les engagements initiaux de jours calendaires avant le début de la période faisant l'objet des modifications | Date E | Juillet 2022 |