Le réseau de transport d'électricité

Modalités de contractualisation des réserves rapide et complémentaire pour l'année 2020

Rapport d'accompagnement de la proposition de RTE soumise à la CRE le 24 mai 2019

TABLE DES MATIERES

1 Exposé des motifs 3
1.1 Dimensionnement des réserves contractualisées 3
1.2 Objet de la présente saisine 3
2 Evolutions proposées et retours des acteurs 5
2.1 Evolution des produits demandés par RTE 5
2.1.1 Impact sur l'interclassement 6
2.1.2 Impact sur les conditions d'utilisation des offres et les capacités proposées pour répondre à un engagement 6
2.2 Evolutions concernant l'agrément des capacités en RR RC 7
2.2.1 Principe général de la procédure d'agrément 7
2.2.2 Procédure d'agrément par fusion d'EDA agréées 8
2.2.3 Cas particulier de l'agrément d'un ou plusieurs sites n'étant pas intégrés au périmètre d'ajustement du demandeur 8
2.2.4 Proposition d'ajout de nouvelles procédures d'agrément 9
2.2.5 Prix des offres durant la période d'agrément 11
2.2.6 Contrôle de la puissance fournie pendant la durée de l'activation 11
2.2.7 Durée des tests d'agrément 11
2.2.8 Tests périodiques 12
2.2.9 Maintien de l'agrément et amélioration des performances d'une EDA agréée 13
2.3 Défaillances 14
2.3.1 Défaillances déclarées par le titulaire 14
2.3.2 Défaillances constatées par RTE 15
2.3.3 Précision concernant la possibilité de révision des engagements en cas de défaillance technique 17
2.4 Pénalités 17
2.4.1 Adaptation des pénalités pour le cas où la défaillance du Titulaire est liée à l'exécution d'un contrat amont du J-1 17
2.4.2 Précision concernant la pénalité appliquée pour une défaillance constatée 18
2.5 Enrichissement des publications liées à l'appel d'offres RR RC 18
2.6 Préparation à l'arrivée de l'appel d'offres journalier en 2020 19
3 Réponses détaillées 20

1 EXPOSE DES MOTIFS

1.1 Dimensionnement des réserves contractualisées

La mission de suivi des réserves confiée à RTE se traduit notamment par la constitution de réserves disponibles à des échéances courtes pour pallier les aléas qui surviennent en temps réel. Pour la constitution de ces réserves, RTE doit respecter les exigences établies par le règlement *System Operation* qui prévoit :

- qu'après un aléa, le gestionnaire de réseau doit rétablir les échanges de sa zone de réglage en moins de 15 minutes (pour RTE : périmètre France) ;
- que le dimensionnement des réserves disponibles en moins de 15 minutes soit fondé sur un aléa dimensionnant correspondant à 1500 MW pour RTE (perte du plus gros groupe de production couplé au système électrique).

En complément, RTE constitue des réserves de court terme permettant de restaurer la réserve secondaire en moins de 30 minutes.

RTE estime par ailleurs à 2 minutes le délai actuellement nécessaire à la décision et à la transmission de l'ordre d'activation. Le besoin de RTE en réserve rapide porte donc sur des capacités dont le délai de mise en œuvre (DMO) est inférieur ou égal à 13 minutes. Les puissances mobilisées doivent permettre de maintenir l'équilibre pendant une durée supérieure à 2 heures, correspondant à la durée de la fenêtre opérationnelle théorique.

Ainsi, RTE doit disposer en permanence de :

- 1000 MW de capacités activables en moins de 13 minutes et pendant 2h ;
- 500 MW de capacités activables en moins de 30 minutes et pendant 1h30.

Ces réserves doivent également permettre de couvrir deux fois l'aléa dimensionnant chaque jour.

1.2 Objet de la présente saisine

RTE constitue les réserves rapide et complémentaire (RR RC) par contractualisation de capacités activables sur le mécanisme d'ajustement (MA). Les contrats issus du dernier appel d'offres conduit en juin-juillet 2018 courent jusqu'au 31 décembre 2019. Un nouvel appel d'offres doit permettre de contractualiser les réserves rapide et complémentaire à partir du 1er janvier 2020 et jusqu'au 31 décembre 2020.

Le règlement *Electricity Balancing*, entré en vigueur le 18 décembre 2017, prévoit que le GRT élabore une proposition concernant les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage. Ces modalités et conditions comprennent les règles, exigences et délais applicables à l'acquisition et au transfert de capacités d'équilibrage, lesquelles incluent les réserves rapide et complémentaire. Le règlement prévoit que le texte proposé par le GRT soit soumis à consultation auprès des acteurs du marché pendant une période d'au moins un mois. Enfin, la proposition du GRT doit être soumise à l'approbation du régulateur avant d'entrer en vigueur.

Ainsi, après avoir organisé deux réunions de concertation avec les acteurs le 13 et le 28 mars 2019, RTE a élaboré un projet de texte concernant les modalités de contractualisation annuelle et de mise à disposition des réserves rapide et complémentaire. RTE a soumis ce projet de texte à consultation, auprès des acteurs de marché, du 12 avril au 13 mai 2019 et a reçu des commentaires de 7 acteurs.

L'ensemble des éléments précités ainsi que les supports de présentation utilisés ont été publiés sur le site *concerte.fr*.

En parallèle du processus d'élaboration des modalités de contractualisation annuelle 2020 dans lequel s'inscrit la présente saisine, RTE mène actuellement une concertation sur l'introduction d'une part de contractualisation journalière, conformément aux obligations qui découleront du règlement relatif au marché de l'électricité dont l'entrée en vigueur est prévue au 1er janvier 2020 et la publication est prévue à l'été 2020.

Au regard de la publication tardive de la version définitive de ce règlement et des évolutions opérationnelles conséquentes nécessaires à la mise en place de cette contractualisation journalière, RTE sollicite l'autorisation de la CRE de faire démarrer la contractualisation journalière au 1er janvier 2021 et donc de contractualiser pour l'année 2020 les 1500 MW de réserves rapide et complémentaire par le biais de l'appel d'offres annuel, objet de la présente saisine. Les modalités de contractualisation journalière feront l'objet d'une consultation puis d'une saisine distincte au second semestre 2019.

RTE concertera en 2020 sur le volume adéquat de réserves rapide et complémentaire à contractualiser quotidiennement pour 2021 en tenant compte d'une part des obligations imposées par le règlement et d'autre part de la possible mise en service de l'EPR de Flamanville qui ferait augmenter à la hausse les volumes de réserves.

RTE pourrait néanmoins proposer qu'à compter du 4e trimestre 2020, toute contractualisation supplémentaire (pouvant s'avérer nécessaire en cas de défaillances techniques prolongées d'acteurs) puisse se faire par un appel d'offres journalier, de manière à pouvoir tester opérationnellement ce mode de contractualisation. De la même façon, dans l'hypothèse où l'EPR de Flamanville viendrait à se mettre en service à cet horizon, RTE pourrait contractualiser une partie de la hausse du besoin en réserves qui en résulte par un appel d'offres journalier.

Sur la base des éléments recueillis dans le cadre de la consultation de l'appel d'offres annuel précitée, RTE a élaboré une proposition finale soumise à l'approbation de la CRE préalablement au lancement de l'appel d'offres. Cette proposition est constituée des éléments suivants :

- le règlement de consultation définissant les modalités de l'appel d'offres ;
- le cahier des charges synthétisant les attendus techniques en lien avec l'appel d'offres ;
- le contrat type définissant les modalités techniques et contractuelles de mise à disposition des réserves rapide et complémentaire ;
- les modalités d'agrément technique d'une entité d'ajustement (EDA) à la RR ou à la RC ;
- le cahier des charges relatif à la mise en place de l'observabilité.

La partie 2 du présent document présente les évolutions principales proposées par RTE, celles-ci portent majoritairement sur :

- les produits contractualisés et en particulier, le remplacement du produit ayant un délai de mobilisation (DMO) inférieur ou égal à 9 minutes par un produit ayant une durée minimale d'utilisation (DO_{min}) inférieure ou égale à 15 minutes ;
- les modalités d'agrément technique des capacités ;
- le régime de défaillances et de pénalités ;

A la demande de la CRE, RTE poursuit également ses réflexions sur l'enrichissement des publications relatives à l'appel d'offres de réserves rapide et complémentaire et organisera au cours du second semestre 2019 une réunion du groupe de travail RR RC afin de discuter avec les acteurs de ces nouveaux indicateurs et de leur mise à disposition.

La partie 3 du présent rapport reprend l'ensemble des remarques formulées par les acteurs et y apporte des réponses détaillées.

2 EVOLUTIONS PROPOSEES ET RETOURS DES ACTEURS

2.1 Evolution des produits demandés par RTE

L'appel d'offres RR RC prévoit actuellement 11 produits qui se caractérisent par un couple {DMO ; DO_{max}[1]} :

- Pour la réserve rapide :
  - les produits {13;120} et {9;120} ;
  - les produits {13;90} et {9;90} ;
  - les produits {13;60} et {9;60} ;
  - les produits {13;30} et {9;30} ;
- Pour la réserve complémentaire :
  - le produit {30;30} ;
  - le produit {30;60} ;
  - le produit {30;90} ;

La mise en œuvre du dispositif TAO a fortement réduit l'intérêt à disposer de capacités dont le DMO est inférieur ou égal à 9 minutes, bien qu'ils puissent apporter à RTE une meilleure gestion du risque lorsque le dispositif TAO est indisponible.

En revanche, **RTE identifie aujourd'hui un besoin pour des capacités à durée d'utilisation minimale (DO_{min}) courte (≤ 15 minutes)**. Or, les conditions d'utilisation des offres prévoient que la DO_{min} doit être inférieure ou égale à 30 min pour les capacités à DO_{max} de 30 min, et qu'elle doit être inférieure ou égale à 60 min pour les capacités dont la DO_{max} est supérieure ou égale à 60. Les acteurs n'ont donc aujourd'hui aucune incitation à proposer des DO_{min} courtes, en particulier pour les capacités dont la DO_{max} est longue (≥ 90 minutes).

[1] Durée d'utilisation maximale

RTE propose donc de supprimer les produits à DMO 9' et de proposer une valorisation à travers les modalités d'interclassement des DO_{min} inférieures ou égales à 15' pour les produits à DO_{max} supérieures ou égales à 90' et d'imposer un DO_{min} inférieure ou égale à 15' pour les produits « courts » à DO_{max} inférieure ou égale à 60'.

2.1.1 Impact sur l'interclassement

RTE prévoit que, pour chaque pas de temps et pour chaque produit, l'interclassement soit fondé sur le prix proposé en €/MW.

Lors du précédent appel d'offres, les offres pour lesquelles le candidat souhaitait mettre en œuvre les dispositions expérimentales relatives à l'observabilité statistique se sont vues appliquer un malus à l'interclassement de 5 €/MW/jour. En effet, l'observabilité statistique constitue une solution dégradée par rapport à la mise en œuvre de télémesures remontées en temps réel.

Par ailleurs, les offres portant sur des engagements à mettre à disposition des capacités qualifiées avec un DMO inférieur ou égal à 9 minutes se sont vues appliquer un bonus à l'interclassement de 10 €/MW/jour. RTE propose de remplacer ce bonus par un bonus valorisant les DO_{min} courtes pour les produits à $DO_{max} \geq 90$ minutes.

Par ailleurs, comme cela a pu être soulevé lors de la consultation sur l'appel d'offres 2019, au regard des prix marginaux constatés en 2019, un bonus de 10 €/MW/jour semble trop élevé. A titre d'illustration, le prix marginal moyen du produit de RR de 30 minutes et celui du produit RC de 30 min se sont respectivement élevés en moyenne à 12 €/MW/jour et près de 7 €/MW/jour en 2019.

RTE propose donc de modifier les pondérations à l'interclassement précitées et de remplacer le bonus de 10€/MW/jour à l'interclassement pour les DMO 9 minutes par un bonus de 5€/MW/jour à l'interclassement pour des DO_{min} 15 minutes à condition qu'il s'agisse d'engagements pour des DO_{max} supérieure ou égale à 90 minutes.

Engie a indiqué s'opposer à la prise en compte dans le prix marginal de la pondération à l'interclassement pour les offres ayant un DOmin de 15 min et a demandé la suppression du critère d'interclassement. En effet, Engie estime que la distorsion de la préséance économique ne permet pas de révéler le prix de marché des Réserves Rapide et Complémentaire et estime par ailleurs que le niveau de la pondération est exorbitant (≈2 k€/MW/an pour une valeur de de la capacité RR à 12 k€/MW/an.

RTE insiste sur le réel besoin pour des produits à DOmin 15min. Ainsi, malgré plusieurs sollicitations en ce sens dans différents groupe de travail, un nombre limité d'acteurs propose aujourd'hui un produit répondant à ce besoin. L'appel d'offres RR RC est l'un des seuls vecteurs par lequel RTE peut aujourd'hui inciter les acteurs à le proposer. **Dans la mesure où il appartient à RTE de définir son besoin dans l'appel d'offres RR RC, RTE souhaite maintenir sa proposition et remplacer le bonus à l'interclassement pour les DMO 9min (qui n'a aujourd'hui plus d'utilité) par un autre bonus pour les DOmin 15 minutes. Il n'y a pas plus de distorsion que dans la situation précédente puisque ce bonus se substitue à un autre, voire il la réduit puisque la valeur du bonus a été divisée par 2.**

2.1.2 Impact sur les conditions d'utilisation des offres et les capacités proposées pour

répondre à un engagement

Pour être comptabilisée en tant que réserve rapide et/ou réserve complémentaire, chaque offre relative à une EDA proposée au titre du contrat doit notamment avoir les conditions d'utilisation suivantes :

- $DO_{min} \leq 60$ minutes ;
- $DO_{max} \geq 30$ minutes ;

Conformément au besoin exprimé par RTE pour des capacités à DO_{min} courtes, RTE propose de revoir ces conditions d'utilisations des offres de la façon suivante :

- Pour les EDA répondant à des engagements sur des $DO_{max} \leq 60$ minutes, RTE propose de baisser la valeur de la DO_{min} à 15 min ;
- Pour les EDA répondant à des engagements sur des $DO_{max} \geq 90$ minutes, les acteurs ayant été retenus pour des offres portant sur des engagements à $DO_{min} \leq 15$ min devront mettre à disposition des EDA permettant de respecter cette condition.

RTE indique que suite à une remarque d'EDF, RTE a revu la rédaction initialement proposée afin de la préciser.

Enfin, jusqu'à présent, les acteurs qui s'étaient engagés lors des appels d'offres précédents à proposer des capacités avec un délai de mobilisation inférieur à 9 minutes devaient proposer en conséquence des offres en DMO ≤ 9 minutes sur des EDA agréées avec ce DMO. Avec le remplacement du bonus à l'interclassement pour des DMO 9 minutes par un bonus sur des DO_{min} 15 minutes, cette obligation disparaît donc.

2.2 Evolutions concernant l'agrément des capacités en RR RC

2.2.1 Principe général de la procédure d'agrément

Les modalités d'agrément technique décrites au sein du contrat RR/RC visent les objectifs suivants :

- effectuer un contrôle *ex ante* de la fiabilité des capacités proposées en réserve ;
- valider la fiabilité des processus mis en œuvre par l'acteur d'ajustement (dépôt d'offre, activation) ;
- contribuer à une concurrence équitable en appliquant des critères objectifs et non discriminatoires à l'ensemble des filières et acteurs.

Le contrat RR/RC 2019 prévoit quatre modalités distinctes d'obtention de l'agrément :

- la procédure d'agrément reposant sur des tests d'activation ;
- la procédure d'agrément reposant sur l'examen de l'historique d'activation ;
- la procédure d'agrément par fusion d'EDA agréées ;
- la procédure d'agrément reposant sur des tests sur une capacité de moins de 10 MW en vue de son intégration à une EDA agréée.

Ces différentes procédures ne peuvent pas être conduites/combinées simultanément sur une même EDA.

RTE propose de maintenir ces 4 modalités d'agrément distinctes et de les compléter.

2.2.2 Procédure d'agrément par fusion d'EDA agréées

En ce qui concerne la procédure de fusion d'EDA agréées, RTE propose de clarifier que le DMO de l'EDA à agréer doit être supérieur ou égal au maximum du DMO des EDA agréées faisant l'objet de la fusion et de supprimer la condition portant sur la DO_{min} qui n'est pas une caractéristique de l'agrément (mais une caractéristique requise pour la demande d'agrément uniquement).

2.2.3 Cas particulier de l'agrément d'un ou plusieurs sites n'étant pas intégrés au périmètre d'ajustement du demandeur

Le contrat en vigueur permet à un acteur d'ajustement de demander un agrément reposant sur des tests d'activation pour des sites n'appartenant pas à son périmètre d'ajustement. Ses activations n'ont pas lieu sur le MA et ne sont donc pas rémunérées par RTE.

Cette procédure est perçue par de nombreux acteurs comme étant un frein au transfert de sites entre acteurs d'ajustement.

Afin de faciliter ces transferts de sites entre acteurs d'une année sur l'autre, **RTE propose de simplifier cette procédure dans le cas où le périmètre de l'EDA** (sites constituant cette EDA) **à agréer ainsi que les caractéristiques à agréer sont identiques à ceux de l'EDA initialement agréée avec un autre acteur d'ajustement**.

RTE propose que la validation de l'agrément de cette EDA soit limitée à un seul test. En cas d'échec, l'acteur devra repasser par la procédure classique (5 à 10 tests d'activation) après application du délai de carence.

Alpiq, CBS reconnaissent une amélioration de la procédure mais estiment, à l'instar de SGE, qu'elle n'est pas suffisante et devrait être étendue au transfert d'un site d'une EDA agréée appartenant à un acteur d'ajustement vers un autre acteur d'ajustement. **RTE estime cependant qu'intégrer cette proposition ne permet pas de garantir un niveau de fiabilité équivalent à ce qui est demandé dans le cadre des autres procédures d'agrément et ne souhaite pas donner suite à ces demandes**. En effet :

- le respect des caractéristiques techniques de l'agrément à la maille d'une EDA ne permet pas d'extrapoler sur la capacité d'un site individuel à respecter ces mêmes caractéristiques ;
- la puissance d'agrément globale d'une EDA ne permet pas de déduire les puissances individuelles maximales des sites qui la composent ;
- la réalisation d'un unique test ne permet pas de valider un niveau de disponibilité équivalent à la réalisation de 5 tests.

RTE s'engage toutefois à effectuer un retour d'expérience sur l'utilisation de cette procédure lors de la prochaine concertation.

En outre, Alpiq a demandé à ce que cette procédure puisse être élargie à toute composition, pour l'EDA nouvelle, qui correspondrait à une EDA ayant déjà fait l'objet d'un agrément dédié par le passé (même s'il y a eu recomposition des EDA entre temps et de nouveaux agréments).

RTE reconnait l'intérêt de cette proposition mais estime qu'elle peut être complexe en gestion, c'est pourquoi RTE propose de limiter l'élargissement de cette procédure aux EDA ayant disposé d'un agrément valide au titre du précédent contrat RR RC uniquement, à condition que cet agrément n'ait pas été retiré du fait du non-respect des conditions de maintien de l'agrément au titre du contrat en vigueur ou du contrat précédent.

Enfin, EDF considère que cette nouvelle procédure ne pourra pas s'appliquer à l'appel d'offres 2020 car ces nouvelles modalités ne pourront être mises en œuvre qu'après l'attribution de ce contrat, ou a minima après l'ouverture des plis. Ceci empêche notamment qu'un acteur d'ajustement fasse agréer une EDA dans son périmètre d'ajustement préalablement à l'appel d'offres en utilisant la procédure proposée à l'article 3.1.7.2 des modalités d'agrément, afin de soumettre une offre impliquant cette EDA pour 2020. En pratique, cela empêche l'acteur d'ajustement d'offrir cette EDA à l'AO 2020, car le risque d'être retenu et de ne pas parvenir à faire agréer son EDA ultérieurement est alors trop important.

Afin de contourner cette difficulté, EDF souhaite :

- d'une part qu'un test réalisé préalablement à la signature du contrat (par exemple moins de trois mois avant) puisse être valorisé dans la procédure proposée à l'article 3.1.7.2 (sur le même principe que l'agrément par examen de l'historique) ;
- d'autre part que l'agrément ainsi obtenu reste valable jusqu'au 1er janvier 2020, en considérant, dans les critères de déclenchement des tests périodiques permettant le maintien de l'agrément, que le test d'agrément initial a le même statut que les tests périodiques précédents.

Pour appliquer les modalités d'agréments pour les engagements qui seront déclinés dans le contrat RR-RC 2020, RTE considère que celles-ci peuvent être appliquées au plus tôt :

- **une fois que le candidat a déposé une offre à l'appel d'offres annuel RR RC**. En effet, lors du dépôt de son offre, le candidat doit avoir signé les pages de garde des différents documents contractuels RR RC (contrat, modalité d'agrément, etc.)
- **avant le dépôt de l'offre et au moment du dépôt de l'annexe 3 prévue par le règlement de consultation (Déclaration d'intérêt pour participer à l'appel d'offres), sous réserve d'accompagner ce dépôt d'une demande écrite du candidat demandant à bénéficier des modalités d'agrément prévue au contrat 2020.**

EDF a par ailleurs demandé à ce que la procédure définisse une durée maximale pour ce test unique et a proposé que cette durée maximale soit celle de la DO_{min} indiquée dans la demande d'agrément. **RTE estime que cette durée maximale est trop courte et propose d'introduire une durée de test maximale égale au maximum entre 60 minutes et DO_{min} + 30 min**. RTE rappelle qu'il s'agit d'un plafond et que le test pourra être réalisée sur une durée inférieure.

2.2.4 Proposition d'ajout de nouvelles procédures d'agrément

Découpage d'une EDA Agréée

Suite au retour d'expérience de l'année 2018, il apparaît que les EDA agréés sont parfois trop volumineuses, ce qui peut générer des contraintes de gestion pour l'acteur et pour RTE. Le besoin de clarifier la procédure pour permettre le découpage d'une EDA agréée a ainsi été exprimé par plusieurs acteurs.

RTE propose d'ouvrir la possibilité de découper une EDA agréée en *n* EDA plus petites via une procédure d'agrément simplifiée consistant à demander à l'acteur de formuler une demande d'agrément pour les *n* EDA issues d'une EDA déjà agréée. Les tests d'activation seront réalisés sur le périmètre de l'EDA initialement agréée et la conformité des activations sera vérifiée au périmètre de chacune des *n* EDA. En outre, RTE a proposé que les caractéristiques principales des *n* EDA soient identiques à celle de l'EDA initiale. En cas d'échec de la procédure conduisant à ne pas agréer l'une des EDA, l'acteur aura la possibilité de conserver son agrément initial, mais n'aura pas la possibilité de recourir à nouveau à cette procédure pour cette même EDA dans le cadre de son contrat.

Energy Pool souhaiterait que les caractéristiques des agréments pour les *n* EDA créées à partir de l'EDA initialement agréée puissent être moins contraignantes que celles de l'EDA initiale. Par ailleurs, si l'agrément échoue sur une partie des *n* EDA (*m* ok et *n-m* ko), Energy Pool propose que l'acteur puisse choisir :

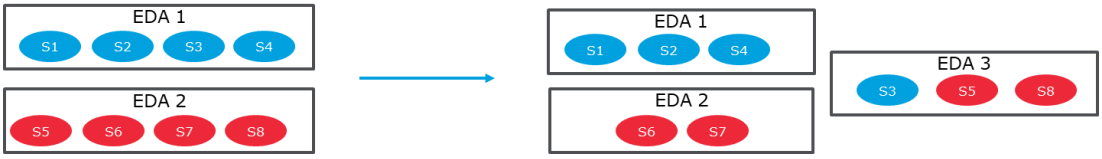
- soit de conserver l'agrément initial ;
- soit d'obtenir l'agrément sur les m EDA pour lesquels la procédure d'agrément a été réussie.

Concernant la première demande d'Energy Pool, RTE estime que si la remarque est justifiée, elle est difficile à mettre en pratique car il conviendrait alors de définir ce qu'il advient pour chaque EDA issue du découpage ou pour l'EDA initiale en cas d'échec alors que les conditions à vérifier ne sont pas les mêmes conditions que celles de l'agrément initial. **Afin d'éviter des litiges ultérieurs, RTE souhaite donc que, hormis la puissance, les caractéristiques de l'agrément soient les mêmes que celles de l'EDA initiale. RTE a par ailleurs pris en compte la seconde remarque et a modifié la procédure proposée pour permettre à l'acteur de conserver l'agrément sur les EDA pour lesquelles les tests sont réussis.**

Fusion de sites issus d'EDA différentes

De plus, RTE propose également d'introduire une nouvelle procédure d'agrément reposant sur des tests d'activation pour des capacités appartenant à des EDA du périmètre d'ajustement d'un même acteur et ayant vocation à rejoindre le périmètre d'une EDA qui n'est pas encore créée.

Ex: Un acteur souhaite faire agréer l'EDA 3 (qui n'existe pas encore) à partir des sites 3 de l'EDA 1 et les sites 5 et 8 appartenant l'EDA 2 de ce même acteur.



Par analogie avec la procédure d'agrément de sites n'appartenant pas au périmètre de l'acteur d'ajustement RTE activera via le Mécanisme d'Ajustement l'EDA définie par l'acteur dans sa demande (*Ex : l'EDA 3 de l'exemple pour les sites 5 et 8 de l'EDA 2*). Les activations des autres Sites appartenant aux autres EDA (*Ex : le site 3 de l'EDA 1 de l'exemple)* n'auront pas lieu sur le Mécanisme d'Ajustement et ne seront pas rémunérées par RTE.

2.2.5 Prix des offres durant la période d'agrément

L'article 5.1.3.1 de la procédure d'agrément en vigueur prévoit que les capacités faisant l'objet d'une demande d'agrément soient offertes sur le mécanisme d'ajustement avec un prix inférieur à 200 €/MWh afin de pouvoir être testées. RTE a observé que certains acteurs déclaraient une puissance minimale supérieure à la puissance à agréer avec un prix de 200 €/MWh. Afin de minimiser le coût des tests pour la collectivité et se prémunir de tout abus, le contrat en vigueur cadre l'utilisation de la puissance minimale pour les tests d'agrément. Ainsi, lorsque le demandeur dépose une offre avec une puissance minimale strictement supérieure à la puissance à agréer, alors le prix proposé pour cette offre doit être inférieur au prix spot de référence moyen sur la plage de prix d'offres concernée. Si, pour une activation donnée, cette condition n'est pas remplie alors que la puissance minimale est supérieure à la puissance à agréer, alors l'activation est comptabilisée comme un échec au sein de la procédure d'agrément.

RTE propose de préciser les modalités visant à encadrer l'utilisation de la puissance minimale pour les tests d'agrément. RTE propose ainsi de préciser que dans le cas où l'acteur déclare une puissance minimale de production non nulle dans sa demande d'agrément, alors **le prix proposé dans les offres qu'il dépose en vue de l'agrément doit être inférieur au prix spot de référence moyen sur la plage de prix d'offres concernée si la puissance minimale proposée dans l'offre est strictement supérieure à la somme de la puissance à agréer et de la puissance minimale de production ($P_{min\ prod}$) déclarée dans la demande d'agrément.**

2.2.6 Contrôle de la puissance fournie pendant la durée de l'activation

La procédure d'agrément en vigueur prévoit un contrôle spécifique aux EDA injection visant à vérifier que la puissance de l'ordre n'est pas dépassée. Ce contrôle vise à interdire l'agrément de capacités à une puissance qui ne correspondrait pas à un palier et qui conduirait, à chaque activation, à une livraison de puissance excédentaire.

RTE propose d'assouplir la condition applicable aux EDA injection RPD en augmentant la tolérance à 20% au lieu de 10% et en ajoutant un critère en puissance à 10 MW afin de ne pas pénaliser les plus petites EDA :

$$\sum_{d\in P} E_{P10M(d)} \leq Max\left(\sum_{d\in P}(P_{ordre\ \mathrm{P10M(d)}} + 10\ MW) \times 10\ minutes\ ;\ \sum_{d\in P}(1{,}2\ \times P_{ordre\ \mathrm{P10M(d)}}) \times 10\ minutes\right)$$

2.2.7 Durée des tests d'agrément

Afin de faciliter l'estimation du coût d'agrément des capacités et l'intégration de ce coût au sein des offres de RR/RC, RTE a introduit dans le contrat de 2019 une limitation de la durée totale d'activation pour tests pendant la période d'agrément à $4\times DO_{min} + DO_{max} + 30$ minutes (et $8 \times DO_{min} + 2 \times DO_{max} + 30$ minutes pour les procédures allant jusqu'à 10 tests).

Sur les périodes où le prix d'offre déposé est inférieur au prix marginal d'ajustement, RTE est contraint de retenir la capacité en préséance économique. Ainsi, ces périodes ne sont pas décomptées du quota précité.

Afin de garantir la possibilité pour RTE de contrôler la puissance atteinte sur au moins deux pas de comptage 10 minutes pour chaque test d'activation, RTE a introduit dans le contrat de 2019 une condition sur la DO_{min} qui doit être supérieure ou égale à 30 minutes sur toute la période d'agrément.

Pour tenir compte du fait que certaines EDA auront désormais des engagements pour une DO_{min} de 15 min, RTE propose de revenir sur cette disposition : RTE propose que la DO_{min} puisse donc être supérieure ou égale à 15 minutes au lieu de 30 minutes dans la demande d'agrément mais que dans ce cas, la durée minimale des tests ne puisse être inférieure à 180 minutes (ce qui correspond à la durée minimale actuelle des tests correspondant à des engagements de type (RR ;30) ou (RC ;30)).

Pour la procédure à 10 tests, RTE avait initialement proposé un minimum à 360 minutes. EDF a fait remarquer qu'au regard de la formule proposée, 330 minutes semblait être la valeur souhaitée par RTE. RTE a donc corrigé la durée maximale pour les procédures à 10 tests.

2.2.8 Tests périodiques

Le maintien de l'agrément d'une EDA est conditionné à la réalisation de tests périodiques sur les EDA.

Ces tests périodiques peuvent avoir lieu, sur demande de RTE à l'acteur d'ajustement, dès lors que :

- l'EDA n'a pas été appelée sur le MA depuis une période de plus de trois mois ;
- un test (réussi) n'a pas été demandé par RTE lors des 12 derniers mois.

La réussite de ce test conditionne le maintien de l'agrément de la capacité. La procédure d'agrément sert de référence pour définir la réussite d'un test.

Dans certains cas, la réalisation du test périodique ne peut avoir lieu du fait d'une indisponibilité technique d'une ou plusieurs capacités du périmètre agréé de l'EDA (ex : certaines capacités ne sont engagées par les acteurs que sur les mois d'hiver et se trouvent en maintenance pendant les mois d'été). L'impossibilité de réaliser le test résulte en un retrait de l'agrément pour l'EDA en question. Dans la mesure où ce sont les acteurs qui choisissent quelles EDA agréées ils engagent pour répondre à leurs obligations, RTE ne connaît pas et n'a pas à connaître la disponibilité effective de chaque EDA.

RTE propose d'assouplir ces modalités et d'introduire une possibilité de refuser le test périodique en cas d'indisponibilité technique de l'EDA sans perte d'agrément. L'agrément sera alors suspendu plutôt que retiré et il ne sera pas possible d'engager l'EDA en RR RC tant que le test n'aura pas été réalisé. La reprise de l'agrément sera conditionnée à la notification à RTE par l'acteur de la fin de l'indisponibilité technique de son EDA et à la réalisation du test.

Engie considère que cette proposition n'est pas opportune et qu'il conviendrait plutôt d'arriver à un commun accord avec l'acteur sur la meilleure période pour réaliser le test. En cas de désaccord, RTE aurait alors la possibilité de suspendre l'agrément jusqu'au prochain test.

SGE propose de compléter cette disposition par la possibilité de réaliser un test périodique à une puissance d'Agrément Révisée inférieure à la puissance d'Agrément mais supérieure à la puissance engagée sur l'EDA au cours des 15 jours précédant la notification de RTE. Ces dispositions ne resteraient applicables que pour cause d'indisponibilité technique dument justifiée par le Titulaire.

RTE est d'accord pour attendre de pouvoir réaliser le test à la puissance maximale agréée et de faire à la place un test à une puissance inférieure (puissance disponible notifiée par l'acteur). **RTE considère qu'il faudrait en contrepartie encadrer cette disposition avec un engagement ferme de l'acteur sur la date de disponibilité de son EDA (sans toutefois pouvoir dépasser 6 mois) pour réaliser le test à la puissance maximale agréée.** Avant cette date, l'acteur resterait libre d'engager son EDA jusqu'à la puissance révisée et en cas de dépassement de la date sans possibilité de réaliser le test à cette puissance maximale, alors il en résulterait la perte de l'agrément. RTE estime que cette proposition serait de nature à répondre également à la remarque d'Engie, similaire à la remarque de SGE.

CBS France considère que le principe de test périodique actuel n'est pas vertueux et doit être modifié. En particulier, CBS considère que :

- D'une part, tant qu'aucun changement significatif intervient, il n'y a pas lieu de remettre en cause la capacité technique d'une EDA autrement qu'à des échéances légales de type 5 ans, telles que prévu par le System Operation Guideline, et en particulier pour des horizons plus courts. Tester tous les ans la capacité technique d'une EDA n'a donc pas de justification ;
- D'autre part, le test périodique étant organisé par RTE en coopération avec l'acteur d'ajustement, il ne revêt pas d'aspect aléatoire, et donc d'incitation à une bonne déclaration des indisponibilités de l'acteur d'ajustement.

RTE confirme que dans les conditions actuelles, le test ne revêt pas de caractère aléatoire mais permet toutefois de s'assurer de la disponibilité de l'EDA pour le test ou de forcer l'acteur à engager l'EDA pour un test lorsque celle-ci est rarement engagée. Ainsi, RTE juge nécessaire d'avoir la possibilité de réaliser un test lorsqu'une EDA n'a pas été engagée depuis plus de 3 mois sur le MA et si aucun test périodique n'a été réussi lors des 12 derniers mois.

Toutefois, afin de rendre le test un peu plus aléatoire sans dégrader le niveau de réserves contractualisées, **RTE propose d'allonger la période de test aléatoire, qui serait alors portée à 7 jours.** Cela suppose donc que sur ces 7 jours, l'acteur devra déposer des offres qui correspondent aux conditions d'utilisation demandées dans l'annexe 2 relative aux modalités d'agrément.

2.2.9 Maintien de l'agrément et amélioration des performances d'une EDA agréée

EDF a soulevé le fait que dans sa rédaction actuelle, les échecs à une demande d'agrément en vue d'améliorer les performances d'une EDA agréée peuvent conduire au retrait de l'agrément initial. EDF considère que ces dispositions sont inappropriées dans la mesure où l'amélioration des performances techniques reste un objectif souhaitable qu'il ne convient pas de brider. Or, en l'état de la proposition de RTE, le risque encouru par l'EDA agréée est tel qu'elle n'a pas d'intérêt à tenter d'améliorer ses performances. Par ailleurs, il n'est pas compréhensible qu'une EDA puisse perdre son agrément sans jamais avoir été défaillante par rapport à ses caractéristiques agréées. EDF souhaite donc que, dans ce type de situation, l'EDA puisse faire au moins un test supplémentaire aux conditions de l'agrément initial.

Une remarque similaire a été soulevée par Actility, qui souhaiterait qu'une réflexion soit menée afin de permettre le passage de nouveaux tests d'agrément sans risquer la perte de l'agrément initial. Actility suggère qu'une pénalité et une période de carence pourraient notamment être envisagés en cas d'échec afin d'encourager la revalorisation de capacités réelles.

RTE est prêt à travailler sur ce sujet et s'engage à instruire ce sujet dans le cadre de la concertation pour l'AO 2021.

2.3 Défaillances

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.

RTE propose de conserver, de manière générale, la description actuelle des cas de défaillances et propose quelques aménagements :

- **RTE propose de remplacer la défaillance liée au DMO 9 minutes par une défaillance liée à la DO_{min} 15 minutes** (pour lequel l'acteur a bénéficié du bonus à l'interclassement).
- **RTE propose de compléter les cas de défaillances constatées en lien avec les évolutions prévues dans les règles MA RE v9 en cours d'approbation.**

2.3.1 Défaillances déclarées par le titulaire

Il est considéré qu'une défaillance est déclarée par le titulaire lorsque le titulaire :

- ne dépose pas de liste d'engagement conforme et/ou ne dépose pas d'offres correspondant à son engagement avant 16h30 en J-1 pour un engagement en journée J ;
- ne dépose pas d'offres conformes et en informe RTE avant l'occurrence de la défaillance ou dans les plus brefs délais (opérateur temps réel lorsque la défaillance intervient en temps réel, ou service commercial de RTE lorsque la défaillance est prévisionnelle) ;
- redéclare sa liste d'engagement avec un préavis inférieur à 1 heure ;
- redéclare un stock limité inférieur à l'engagement de l'acteur sur une EDA initialement déclarée sans contrainte de stock.

En complément, RTE propose de remplacer la défaillance liée à l'absence d'utilisation d'EDA à DMO 9 minutes par une défaillance relative à l'absence de soumission d'offres à DO_{min} 15 minutes lorsque l'acteur a bénéficié du bonus à l'interclassement pour ce type d'engagement.

Suite à une remarque d'EDF dans le cadre de la consultation, RTE a revu les références de prix utilisées pour la pénalisation de cette défaillance.

EDF a par ailleurs souligné que cette unique pénalité n'était pas satisfaisante et ouvrait la porte à des comportements opportunistes. En effet, EDF souligne que la conformité de la liste d'engagement aux engagements du titulaire, telle que prévue à l'article 3.1 de l'annexe 6, ne comporte pas de contrôle relatif à la DO_{min} de l'EDA engagée. D'ailleurs, bien que la DO_{min} soit une des caractéristiques techniques mentionnées dans les demandes d'agrément, il semble qu'elle ne fasse pas réellement partie des paramètres agréés d'une EDA (elle n'apparaît pas dans les caractéristiques des EDA agréées de l'annexe 3, et son respect ne constitue pas un critère d'obtention de l'agrément puisque toutes les contrôles mentionnés dans l'annexe 2 (Modalités relatives à l'agrément) s'appliquent exclusivement sur la plage d'activation et pas au-delà).

De ce fait, selon EDF, rien n'empêche un acteur d'engager une EDA de DO_{min} supérieure à 15 minutes pour remplir un engagement à DO_{min} 15 minutes, le contrôle n'étant effectué que sur la DO_{min} déclarée dans les CUO proposées pour cette EDA sur le MA (article 3.2 de l'annexe 6). Par ailleurs, l'acteur a une incitation à déclarer une DO_{min} de 15 minutes dans les CUO alors que la DO_{min} réelle de l'EDA est supérieure. En effet, outre que la probabilité d'activation est faible, il est presque assuré, en cas d'activation pour 15 minutes, de pouvoir rester activé au-delà de cette durée (jusqu'à 30 minutes de plus) sans encourir aucune pénalité RR/RC au titre de la disponibilité de l'EDA, puisque celle-ci n'est contrôlée qu'à pas 30 minutes et en dehors de la plage de mise en œuvre de l'ajustement (cf. article 3.2.1) ; il en résulte seulement un écart RE sur la durée d'activation excédentaire, qui lui est payé au PREP. Dans ces conditions, les acteurs sont incités à ne pas déclarer leurs défaillances sur la DO_{min} 15 minutes, voire à soumettre à l'AO des engagements de DO_{min} 15 minutes (bénéficiant du bonus à l'interclassement) sans EDA de performances correspondantes.

RTE confirme que la DO_{min} n'est pas une caractéristique de l'agrément (bien que nécessaire pour la demande d'agrément). Ainsi, au-delà de la plage de mise en œuvre de l'ajustement, l'acteur sera en effet rémunéré au PREp s'il ne s'est pas désactivé. Toutefois, RTE estime que l'absence de rémunération au prix d'offre au-delà de la plage de mise en œuvre de l'ajustement constitue une incitation suffisante pour que l'acteur respecte cette plage de mise en œuvre. Par ailleurs, RTE tient à indiquer que la probabilité d'appel des EDA ayant des engagements à DO_{min} courts pourrait augmenter au regard du réel besoin de RTE pour ce type de produit.

RTE effectuera des contrôles ponctuels sur les appels des EDA ayant des engagements sur des DO_{min} courts de façon à tirer un retour d'expérience des activations sur ce type d'EDA et le cas échéant, pourra proposer une pénalité spécifique à l'activation pour ce type d'EDA lors de la concertation de l'appel d'offres 2021.

2.3.2 Défaillances constatées par RTE

Une défaillance est considérée comme constatée par RTE lorsque, sur une ou des EDA de la liste d'engagement :

- le contrôle de la disponibilité effective de la puissance proposée met en évidence une défaillance ;
- RTE ne peut pas joindre le receveur d'ordre ni sur la voie principale de communication, ni sur la voie de secours ;
- le receveur d'ordre d'une EDA activée refuse l'exécution d'un ordre d'ajustement ;
- le Titulaire informe d'une Défaillance alors que RTE a initié la communication pour le passage de l'ordre d'ajustement ;
- le contrôle de réalisé met en évidence un sous-ajustement impliquant l'application de pénalités au titre du CRMA ;
- RTE a constaté que, sur 10 appels consécutifs d'EDA proposés par l'acteur dans sa liste d'engagement, la condition suivante est vérifiée :

$$\sum_{10\ appels} P_{demandées} - \sum_{10\ appels} P_{réalisées} > 1{,}12 \sqrt{\sum_{10\ appels} P_{demandées}}$$

A compter d'une date M' postérieure au 1er janvier 2020 et prévue dans les règles MA-RE v9 en cours d'approbation pour une entrée en vigueur au 1er juillet 2019, l'acteur d'ajustement aura la possibilité d'envoyer un programme de marche en réponse à un ordre spécifique envoyé par RTE. Les règles prévoient que le programme de marche envoyé par l'acteur devra respecter un certain gabarit qui, dans le cas d'un produit spécifique, dont font aujourd'hui partie les produits RR RC, permettra à l'acteur de déclarer dans son programme de marche une puissance comprise entre 0 MW et la puissance de l'ordre augmentée de 10%. Pour le détail du gabarit, se référer aux règles MA-RE v9 et au rapport d'accompagnement.

En parallèle, le modèle de valorisation des ajustements et le critère de défaillance du MA vont évoluer respectivement à des dates T et U prévues par les règles. Ainsi, à compter de cette date U (nécessairement postérieure à la date M'), la défaillance sera déterminée sur la base de l'écart entre le volume attendu effectif de l'acteur (correspondant à son programme de marche) et le volume réalisé. Les changements à noter également sont un passage du critère de défaillance à 10% (20% aujourd'hui).

A titre d'exemple, sur un pas temporel donné, un acteur ayant un engagement de 50 MW de RRRC et recevant un ordre de 50 MW par RTE pourrait envoyer un programme de marche à 20 MW, réaliser ces 20 MW et ne pas être pénalisé au titre du MA. Au regard du contrat RR RC, il n'aura dans ce cas aucune pénalité au titre de son contrat RR RC alors qu'il était engagé pour 50 MW.

En complément, RTE propose donc d'ajouter que si le programme de marche s'écarte de plus de 20% de l'ordre envoyé par RTE, l'acteur est pénalisable au titre du contrat RR RC. **RTE propose également que dans ce cas, l'acteur soit pénalisé comme pour une activation défaillante.**

EDF considère que la formulation proposée actuellement à l'article 3.2.2, §3° et 4°, ne permet pas de remplir l'objectif affiché car, à compter de la date M', elle ne contiendra plus aucune référence directe à l'écart entre le demandé et le réalisé, qui est pourtant la quantité d'intérêt dans le cadre des engagements RR/RC. Ainsi, une EDA engagée et appelée pour 100 MW, qui renverrait un programme de marche à 70 MW et fournirait finalement les 100 MW demandés, serait pénalisée deux fois au titre de la RR/RC selon la proposition actuelle de RTE, alors qu'elle aurait intégralement rempli ses engagements RR/RC (la pénalisation pour non-respect du programme de marche étant quant à elle déjà portée par la pénalité CRMA).

RTE indique que dans l'exemple proposé par EDF, RTE ne pénalisera pas le sur-ajustement au titre de RR RC, le contrat indiquant que seul le sous-ajustement détecté par le contrôle du réalisé du MA sera pénalisé au titre du 4° du 3.2.2.

Le sur-ajustement sera uniquement pénalisé au titre du MA à compter de la date U prévue dans les règles MA RE v9. Au titre de RR RC, sera donc uniquement pénalisé le renvoi d'un PM s'il est inférieur à 80% de la puissance demandée, il n'y a donc pas de double pénalisation.

Concernant les pénalités des défaillances constatées, CBS France renouvelle sa demande de suppression de la pénalité d'observabilité en réserve rapide, celle-ci étant en l'état soit inefficace, soit discriminatoire. En effet, ce type de contrôle peut être contourné relativement facilement par certaines capacités (capacités d'injection de secours, ou agrégation de sites de soutirage avec une puissance talon non effaçable), alors que pour d'autres elle constitue une réelle barrière.

Pour RTE, l'objectif de ce contrôle est justement de pouvoir vérifier la disponibilité d'une EDA engagée sans réaliser de test d'activation. En effet, une autre solution possible consisterait à organiser des tests aléatoires réguliers sur les capacités dès lors que l'acteur d'ajustement les a engagées dans la LE. RTE estime toutefois que cette solution serait risquée et contraignante à RTE car cela diminuerait les capacités de réserves destinées à garantir la sécurité du système 24/24 et ne permettre pas de tester les EDA qui ne sont que très rarement engagées. Il faudrait alors pouvoir contractualiser davantage que les 1500 MW.

Par ailleurs, certains acteurs (EDF, Engie) ont demandé à ce que les modalités d'application des pénalités à l'activation soient revues. EDF indique qu'aujourd'hui, dans le cas où une EDA offerte sur le MA à une puissance supérieure à celle pour laquelle elle est engagée est partiellement défaillante, la formulation actuelle peut conduire à la pénaliser au titre de la RR/RC quand bien même elle a été activée pour une puissance correspondant au moins au niveau de son engagement RR RC. Ainsi, une EDA engagée à 50 MW, offerte et appelée à 100 MW sur le MA, et qui ne fournirait que 50 MW, se verrait appliquer une pénalité RR/RC sur 50 MW de défaillance, alors qu'elle a fourni toute la puissance contractualisée en RR/RC. EDF comme Engie considère que les premiers MW réalisés correspondent aux engagements RR RC et non l'inverse.

RTE ne partage pas ce point de vue. RTE considère à l'inverse que l'acteur réalise d'abord le volume hors RR RC et réalise ensuite son volume RR RC. Au moment d'appeler les capacités, RTE part du principe que les offres déposées par les acteurs sont réalisables, d'autant plus si l'EDA a un engagement de RR ou de RC. Sur le fond, il s'agit de pénaliser financièrement un comportement qui fait courir des risques importants au système électrique : dans une situation nécessitant l'activation de RR par RTE, en temps réel l'acteur qui a déposé une offre de 100 MW et qui ne réalise que 50 MW aura en effet rendu le système court en réserves de 50 MW. **RTE propose toutefois de réinterroger le système de pénalités lors de la concertation portant sur l'appel d'offres annuel 2021.**

2.3.3 Précision concernant la possibilité de révision des engagements en cas de défaillance technique

RTE peut modifier les engagements initiaux du titulaire décrits si (i) le titulaire peut assurer un nombre restreints d'engagements et (ii) suite à une défaillance technique dûment justifiée.

En complément, RTE propose de préciser que la défaillance technique doit concerner une ou plusieurs capacités du périmètre agréé de l'EDA.

CBS France demande à ce que les modalités d'application de cette pénalité spécifique soient réévaluées, afin de rendre éligibles plus largement l'ensemble des cas de figures d'aléas techniques possibles (hors arbitrages marché), en contrepartie d'une limitation du nombre d'événements et/ou d'heures éligibles à cette pénalisation.

RTE partage le fait que, dans sa forme actuelle, cette pénalité n'est pas pleinement satisfaisante et est difficile à appliquer. RTE estime que revoir ce régime nécessite une concertation plus approfondie et s'engage à concerter sur ce sujet dans le cadre de la concertation de l'AO 2021.

2.4 Pénalités

2.4.1 Adaptation des pénalités pour le cas où la défaillance du Titulaire est liée à

l'exécution d'un contrat amont du J-1

Ce type de contrat a pour objet de définir les modalités techniques, financières et juridiques des accords pouvant être passés entre RTE et des producteurs en amont du J-1 dans le but d'éviter une congestion sur le réseau public de transport (RPT). Dans ce cadre, RTE peut ainsi, via ce contrat, demander au producteur des engagements portant sur les programmes d'appel, les performances et contraintes techniques et/ou les offres déposées sur le MA.

Or, le contrat RR RC ne prévoit pas d'exception aux contrôles de défaillance et à l'application des pénalités lorsque RTE demande aux actifs potentiellement engagés en réserve de fournir ces services au réseau alors qu'ils peuvent avoir des impacts sur l'exécution du contrat RR RC des acteurs d'ajustement des sites concernés. Des pénalités ont ainsi été appliquées au titre du contrat RR RC et ces pénalités ont été refacturées à RTE dans le cadre du contrat de service au réseau.

Les charges de constitution des réserves d'équilibrage (réserves rapide et complémentaire) ainsi que les abattements, pénalités et indemnités liés aux services système et aux réserves rapide et complémentaire sont pris en compte dans le TURPE. De la même façon, les coûts de congestions réseau sont également couverts par le TURPE.

Afin d'éviter des démarches de demandes de remboursement pour les acteurs, RTE propose que le contrat RR RC puisse prévoir une exception dans le régime de pénalité pour tous les cas où la défaillance découle directement de l'exécution d'un contrat amont du J-1.

2.4.2 Précision concernant la pénalité appliquée pour une défaillance constatée

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.

2.5 Enrichissement des publications liées à l'appel d'offres RR RC

RTE a engagé depuis plusieurs années des travaux de fond afin de renforcer et compléter la transparence de l'équilibrage du système électrique français.

RTE publie d'ores et déjà de nombreux indicateurs, sur le Portail client et le Portail services, au plus proche du temps réel, concernant l'équilibrage du système électrique français.

Plus particulièrement sur l'appel d'offres RR-RC, RTE publie :

- **les prix marginaux en €/MW,** pour chaque période unitaire, pour chaque type de produit de RR et de RC ;
- **Les volumes retenus en MW,** pour chaque période et pour chaque type de produit ;
- des données relatives aux **offres déposées (volume et prix) ;**
- une **description du fonctionnement de l'algorithme** utilisé pour interclasser les offres.

Conformément à la demande de la CRE telle qu'exprimée dans la délibération n°2018-120 de la Commission de régulation de l'énergie du 21 juin 2018 (portant approbation des modalités de l'appel d'offres 2019 de réserves rapide et complémentaire), RTE poursuit ses travaux visant à renforcer la transparence de l'appel d'offres RR-RC. RTE propose notamment de travailler à la publication

d'indicateurs agrégés sur (i) les activations des moyens engagées en RR-RC, (ii) les défaillances des capacités mises à disposition et (iii) les transferts de sites entre acteurs. Ainsi, RTE proposera aux acteurs un groupe de travail pour discuter de ces indicateurs au cours du second semestre 2019 et proposera un calendrier de mise à disposition de ces différents indicateurs.

2.6 Préparation à l'arrivée de l'appel d'offres journalier en 2020

Dans le cadre de la concertation en cours pour la mise en œuvre de l'appel d'offres journalier, RTE a proposé qu'en 2020, la participation à l'appel d'offres journalier s'inscrive dans le cadre du contrat 2020 plutôt que dans un contrat à part. Ainsi, RTE soumettra à consultation puis à approbation de la CRE d'ici la fin du premier semestre 2019 un règlement de consultation spécifique pour l'appel d'offres journalier ainsi qu'un avenant au contrat RR RC que devra signer l'ensemble des Titulaires du contrat RR RC souhaitant participer à l'appel d'offres journalier.

En conséquence, RTE a ajouté dans la partie 5.3 du Contrat (« Amendements ») la possibilité de compléter le contrat RR RC et ses annexes 2020 par un avenant pour la mise en œuvre de l'appel d'offres journalier. Ces modifications seront notifiées aux acteurs 3 mois avant leur entrée en vigueur.

3 REPONSES DETAILLEES

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
	Volume de l'appel d'offres	
Engie	ENGIE regrette que la consultation sur les appels d'offres journaliers ne soit pas menée avec la présente consultation. Le paquet énergie propre précise que les GRT devront se procurer les réserves via une contractualisation au plus tôt la veille pour le lendemain, et, a minima, pour 40% des produits standards, et pour 30% de tous les produits. La proposition de RTE sur les volumes contractualisés en journalier n'est donc pas satisfaisante. Dès lors ENGIE propose que la question des volumes concernés par l'appel d'offre journalier soit aussi posée dans le cadre de la concertation sur l'appel d'offre annuel. Sur les appels d'offres journaliers, ENGIE est plutôt en faveur de l'architecture n°1 sous réserve que les propositions suivantes soient envisagées: - ne pas réduire les volumes de RR RC aux défaillances techniques (ENGIE propose que la totalité du besoin de RC puisse être proposée aux enchères journalières par exemple), - introduire un DOmin de 15 min sous réserve que les DNA soient supérieures ou égales à 1 h, ou se contenter de conserver les produits actuels afin de faciliter l'implémentation d'un AO journalier pour la RC par exemple, - permettre des offres indivisibles et/ou des offres exclusives.	Au regard de l'incertitude sur la mise en service de Flamanville, RTE partage le constat qu'il y a une forte probabilité pour que les volumes pouvant être contractualisés par un appel d'offres journalier en 2020 soient faibles s'ils sont limités aux seules contractualisations supplémentaires résultant de la révision d'engagements initiaux des Titulaires d'un contrat RR RC. Cependant, au regard des contraintes opérationnelles (développement d'une plateforme de dépôt des offres, notification automatisée aux acteurs, etc.) concernant la mise en œuvre de l'appel d'offres journaliers, RTE ne peut pas s'engager sur la possibilité de mettre en œuvre une contractualisation sur un volume plus important en journalier à compter de 2020.
	Modalités d'interclassement des offres	
Engie	ENGIE refuse la prise en compte dans le prix marginal de la pondération à l'interclassement pour les offres ayant un DOmin de 15 min. Dans le cas de l'introduction de capacités dont les caractéristiques sont différentes des produits RR RC (DOmin), il est possible de: (i) soit définir un nouveau produit, et mettre en compétition ces capacités dans le cadre d'un appel d'offre spécifique, (ii) soit mettre en place une prime spécifique additionnelle, afin d'encourager leur développement et de leur assurer une rémunération supplémentaire à hauteur de leur coût. La distorsion de la préséance économique ne permet pas de révéler le prix de marché de la Réserve Rapide et Complémentaire. De plus le niveau de la pondération est exorbitant (≈2 k€/MW/an pour une valeur de de la capacité RR à 12 k€/MW/an). Fixer un tel paramètre n'est pas envisageable étant donné les évolutions rapides de la structure de l'offre. C'est pourquoi ENGIE demande de supprimer le critère d'interclassement.	RTE a un réel besoin pour des produits à DOmin 15min. Malgré plusieurs sollicitations en ce sens dans différents GT, très peu d'acteurs proposent aujourd'hui un produit répondant à ce besoin. Au regard du cadre tarifaire actuel (TURPE 5), RTE ne peut pas lancer d'appel d'offres spécifique pour contractualiser ce type de produit. L'appel d'offres RR RC est l'un des seuls vecteurs par lequel RTE peut inciter les acteurs à le proposer. Dans la mesure où il appartient à RTE de définir son besoin dans l'appel d'offres RR RC, RTE souhaite maintenir sa proposition et remplacer le bonus à l'interclassement pour les DMO 9min (qui n'a aujourd'hui plus d'utilité depuis la mise en œuvre du dispositif TAO) par un autre bonus pour les DOmin 15'. Il n'y a pas plus de distorsion qu'avant puisque ce bonus se substitue à un autre, voire il la réduit puisque la valeur du bonus a été divisée par 2
	Pénalités liées au produit à DOmin 15'	

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
EDF	EDF souscrit à la proposition de RTE de permettre la substitution d'un engagement de DOmin plus longue à un engagement de DOmin 15 minutes au prix d'une pénalité. Toutefois, EDF considère que la pénalité proposée par RTE, qui correspond à l'intégralité de la prime fixe reçue pour l'engagement initial, est disproportionnée. En effet, ce choix revient à considérer que le même engagement, mais affecté d'une DOmin plus longue, ne rend aucun service à RTE, alors même que RTE indique dans son rapport d'accompagnement (§3.4.2.3) que "*la pondération appliquée [à l'interclassement, notamment pour la DOmin 15 minutes] permet de prendre en compte des problématiques opérationnelles de RTE [...] mais ne reflète pas une différence de valeur entre les capacités*". Par ailleurs, les cas où RTE est pénalisé opérationnellement par l'absence de DOmin 15 minutes concernent nécessairement des cas où son besoin de tenue en énergie est limité ; dans ce contexte, seul le premier produit unitaire de l'engagement (RR30 ou RC30, selon le cas) devrait être considéré comme défaillant et donner lieu au remboursement de la prime fixe correspondante. Proposition de modification : "[...] le Titulaire est redevable d'une pénalité égale à : Pénalité jour J = Pdéfaillante x PFJ XX030 ~~avec PFJ0 la prime fixe journalière (en €/MW/jour) des Engagements de Type 13090, 13120 ou 30090 pour la journée J~~ **avec PFJ XX030 la prime fixe journalière pour la journée J (en €/MW/jour) des Engagements de Type 13030 si la substitution concerne un Engagement de Type 13090C ou 13120C et de Type 30030 si la substitution concerne un Engagement 30090C**, et Pdéfaillante la puissance considérée comme défaillante au titre du présent article	RTE souscrit à l'analyse d'EDF et a modifié en ce sens le contrat.
EDF	En l'état de la proposition de RTE, le contrôle de l'engagement sur la DOmin 15 minutes pour les produits 13090C, 13120C et 30090C n'est pas satisfaisant et ouvre la porte à des comportements opportunistes. En effet, la conformité de la LE aux engagements du titulaire, telle que prévue à l'article 3.1 de l'annexe 6, ne comporte pas de contrôle relatif à la DOmin de l'EDA engagée. D'ailleurs, bien que la DOmin soit une des caractéristiques techniques mentionnées dans les demandes d'agrément, il semble qu'elle ne fasse pas réellement partie des paramètres agréés d'une EDA (elle n'apparaît pas dans les caractéristiques des EDA agréées de l'annexe 3, et son respect ne constitue pas un critère d'obtention de l'agrément puisque toutes les contrôles mentionnés dans l'annexe 2 (*Modalités relatives à l'agrément*) s'appliquent exclusivement sur la plage d'activation et pas au-delà).	RTE remercie EDF pour cette analyse. RTE confirme que la DOmin n'est pas une caractéristique de l'agrément (bien que nécessaire pour la demande d'agrément). Ainsi, au-delà de la plage de mise en œuvre de l'ajustement, l'acteur sera en effet rémunéré au PREp s'il ne s'est pas désactivé. Toutefois, RTE estime que l'absence de rémunération au prix d'offre au-delà de la plage de mise en œuvre de l'ajustement constitue une incitation suffisante pour que l'acteur respecte cette plage de mise en œuvre. Par ailleurs, RTE tient à indiquer que la probabilité d'appel des EDA ayant des engagements à DOmin courts pourrait augmenter au regard du réel besoin de RTE pour ce type de produit. RTE effectuera des contrôles ponctuels sur les appels des EDA ayant des engagements sur des DOmin courts de façon à tirer un retour d'expérience des activations sur ce type d'EDA et le cas échéant, pourra proposer une pénalité spécifique à l'activation pour ce type d'EDA lors de la concertation de l'appel d'offres 2021.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
	De ce fait, rien n'empêche un acteur d'engager une EDA de DOmin supérieure à 15 minutes pour remplir un engagement à DOmin 15 minutes, le contrôle n'étant effectué que sur la DOmin déclarée dans les CUO proposées pour cette EDA sur le MA (article 3.2 de l'annexe 6). Par ailleurs, l'acteur a une incitation à déclarer une DOmin de 15 minutes dans les CUO alors que la DOmin réelle de l'EDA est supérieure. En effet, outre que la probabilité d'activation est faible, il est presque assuré, en cas d'activation pour 15 minutes, de pouvoir rester activé au-delà de cette durée (jusqu'à 30 minutes de plus) sans encourir aucune pénalité RR/RC au titre de la disponibilité de l'EDA, puisque celle-ci n'est contrôlée qu'à pas 30 minutes et en dehors de la plage de mise en œuvre de l'ajustement (cf. article 3.2.1) ; il en résulte seulement un écart RE sur la durée d'activation excédentaire, qui lui est payé au PREP. Dans ces conditions, les acteurs sont incités à ne pas déclarer leurs défaillances sur la DOmin 15 minutes, voire à soumettre à l'AO des engagements de DOmin 15 minutes (bénéficiant du bonus à l'interclassement) sans EDA de performances correspondantes. Proposition d'EDF : - inclusion de la DOmin dans les caractéristiques agréées des EDA (à valider par des tests adéquats sur la période de désactivation dans la procédure d'agrément) et exigence d'engager des EDA agréées en DOmin 15 minutes pour remplir les engagements correspondants. Dans ce cas, la défaillance relative à la seule DOmin 15 minutes, qui fait l'objet de la pénalité de substitution décrite au §3.1.5, serait évaluée par rapport à la liste d'engagement et non par rapport aux offres soumises sur le MA. - modification des critères de défaillance constatée (articles 3.2.1 et/ou 3.2.2) pour permettre le contrôle du respect de la DOmin 15 minutes à l'activation.	
	Durée des tests d'agrément	
EDF	La logique indiquée dans le rapport d'accompagnement concernant la durée minimale des tests d'activation (maintien de la durée minimale actuelle correspondant à des engagements de type RR30 ou RC30) conduit à une durée minimale de 330 et non 360 minutes dans le cas d'une série de 10 activations. Par ailleurs, EDF ne comprend pas pourquoi cette logique devrait être maintenue dans le cas des EDA de DOmin 15 minutes (la nécessité de contrôler la puissance atteinte sur au moins deux pas 10 minutes pour chaque test est évoquée dans le rapport d'accompagnement, mais dans ce cas, ces EDA ne seront jamais testées à leur DOmin) et considère que la formule actuelle, sans borne inférieure, pourrait être conservée ; elle donnerait par exemple une durée de tests de 120 minutes pour 5 tests ou 210 minutes pour 10 tests, pour une EDA de DOmin 15 minutes et DOmax 30 minutes. Proposition : Max (8 x DOmin + 2 x DOmax + 30 minutes ; ~~360~~ **330** minutes) ou, plutôt, conservation de la formule actuelle :	330 minutes est effectivement la bonne valeur, la correction a été faite dans les modalités d'agrément. RTE rappelle que cette durée est bien une durée maximale et que la durée totale des tests peut donc être inférieure. Ainsi, rien n'empêche d'activer une EDA à sa DOmin.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
	8 x DOmin + 2 x DOmax + 30 minutes	
	Transfert de sites entre acteurs	
Alpiq	Si les nouvelles modalités d'agrément proposées pour le transfert d'une EDA déjà agréée par un acteur tiers constituent un pas en avant vers une amélioration de la concurrence sur l'AO RR/RC, nous pensons qu'elles mériteraient d'être approfondies dès l'AO 2020 : 1) D'abord, en accord avec les principes à l'origine de l'évolution envisagée, il nous semble que le transfert d'agrément pourrait être élargi à toute composition, pour l'EDA nouvelle, qui correspondrait à une EDA ayant déjà fait l'objet d'un agrément dédié par le passé (même s'il y a eu recomposition des EDA entre temps et nouveaux agréments). 2) Au-delà de cette première étape, le concept de test unique pourrait s'appliquer au cas du transfert d'un site unique (comme dans le cas d'un agrément de site hors périmètre). Cette évolution pourrait s'appliquer dès l'année de livraison 2020. 3) La rédaction actuelle de l'article 3.1.7.2 suppose qu'en cas d'échec à l'unique test d'activation, une période de carence de 3 mois doit être respectée, avec impossibilité de redemander un agrément selon la procédure simplifiée pour le transfert (il n'est d'ailleurs pas clair si ceci s'applique de manière définitive ou non). Cette disposition nous semble assez sévère : elle pourrait être assouplie en raccourcissant la période de carence dans ce cas précis (une période de 3 mois pour une seule activation pouvant paraître disproportionnée). Plus généralement, nous estimons que le sujet du transfert d'agrément devrait faire l'objet d'évolutions plus structurelles à l'avenir, le nouveau dispositif envisagé pouvant facilement être détourné en rajoutant un site à chaque EDA mono-site, le transfert portant en général sur un unique site. RTE avait proposé en 2017 " d'instruire un processus permettant de faciliter le transfert de sites entre agrégateurs sans nécessité de conduire de nouveaux tests". Nous souhaiterions que ce sujet soit étudié en profondeur lors de la prochaine consultation relative à l'AO RRRC 2021.	1) RTE estime en effet que cette procédure pourrait également être appliquée au périmètre d'EDA ayant été agréée par le passé mais dont le périmètre d'agrément a évolué (par exemple suite à une procédure de fusion) sans que cela ne dégrade le niveau de fiabilité requis. Cette proposition est cependant complexe en gestion, c'est pourquoi RTE propose de permettre d'appliquer cette procédure sur le périmètre d'une EDA ayant disposé d'un agrément valide au titre du précédent contrat RR RC uniquement, à condition que cet agrément n'ait pas été retiré du fait du non-respect des conditions de maintien de l'agrément au titre du contrat en vigueur ou du contrat précédent. 2) Intégrer cette proposition ne permet pas de garantir un niveau de fiabilité équivalent à ce qui est demandé dans le cadre des autres procédures d'agrément. En effet : - le respect des caractéristiques techniques de l'agrément à la maille d'une EDA ne permet pas d'extrapoler sur la capacité d'un site individuel à respecter ces mêmes caractéristiques - la puissance d'agrément globale d'une EDA ne permet pas de déduire les puissances individuelles maximales des sites qui la composent - la réalisation d'un unique test ne permet pas de valider un niveau de disponibilité équivalent à la réalisation de 5 tests. 3) RTE n'est pas favorable à cette proposition dans la mesure où il relève du choix de l'acteur de choisir entre cette procédure d'agrément simplifiée à 1 test et la procédure classique à 5 tests ou 10 tests. Il n'est donc pas justifié d'avoir une exception au délai de carence standard qui s'élève à 3 mois.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
CBS France	Centrica Business Solution France (REstore) accueille très favorablement la réouverture par RTE des modalités de gestion des agréments en cas de transferts de sites entre acteur d'ajustement. En revanche, CBS France regrette que RTE limite sa proposition aux cas de transferts d'EDA identiques entre acteurs plutôt qu'aux transferts de sites. CBS France considère en effet qu'il n'y a pas lieu de limiter cette possibilité à ces cas uniquement, et souhaite que le renouvellement de l'agrément soit limité à un unique test lors de tout transfert de site entre acteur, que ce transfert concerne un site, plusieurs sites, ou une EDA directement. En effet, CBS France considère que l'agrégation de sites au sein d'EDA en réserve rapide permet d'améliorer la disponibilité des MWS agréés, mais n'influence pas le résultat technique de l'EDA. CBS France demande à ce que le principe de test unique en cas de transfert entre acteur soit étendu à l'ensemble des cas de figure, plutôt que d'être limité à des EDA strictement équivalentes.	Cf. réponse 2) Alpiq ci-dessus et § 2.2.3 En outre, RTE ne comprend pas la dernière phrase, puisque la disponibilité fait bien partie des critères d'agrément (d'où la réalisation de 5 tests sur une période de 2 semaines durant laquelle l'acteur doit garantir une disponibilité 24/24).
SGE	Cette disposition nous semble inapplicable en l'état, puisqu'elle implique que l'acteur tiers ait connaissance de la composition des EDAs agréées dans le périmètre d'un autre acteur et des caractéristiques de l'agrément de ces EDA existantes. <u>Proposition :</u> Remplacer le 1er § du 3.1.7.2 par le texte suivant : "Par dérogation aux conditions décrites à l'article 3.1, le Demandeur peut solliciter la réalisation d'un unique test d'activation. Cette dérogation ne peut être appliquée que dans l'hypothèse où la demande d'Agrément porte sur un ou plusieurs sites appartenant à une ou plusieurs EDA agréées".	Cf. réponse 2) Alpiq ci-dessus et § 2.2.3
EDF	La durée maximale du test unique réalisé dans le cadre de la procédure d'agrément décrite à l'article 3.1.7.2 n'est pas précisée. EDF considère que cette durée devrait être de DOmin, conformément aux indications données durant la concertation. <u>Proposition :</u> " [...] le Demandeur peut solliciter la réalisation d'un unique test d'activation, **dont la durée correspondra à la DOmin de l'EDA**".	RTE propose d'introduire une durée de test maximale égale au maximum entre 60 minutes et DOmin+30min. Cf. § 2.2.3
EDF	EDF constate que, puisque les modalités d'agrément constituent une annexe au contrat RR/RC 2020, les nouvelles modalités proposées ne pourront être mises en œuvre qu'après l'attribution de ce contrat, ou a minima après l'ouverture des plis (le dépôt d'une offre valant acceptation de l'ensemble des éléments du dossier de consultation aux termes de l'article 2.3 du règlement de consultation). Ceci empêche notamment, en l'état actuel de la proposition de RTE, qu'un acteur d'ajustement fasse agréer une EDA dans son périmètre d'ajustement préalablement à l'appel d'offres en utilisant la procédure proposée à l'article 3.1.7.2 des modalités d'agrément, afin de soumettre une offre impliquant cette EDA pour 2020. En pratique, cela empêche l'acteur d'ajustement d'offrir cette EDA à l'AO 2020, car le risque d'être retenu et de ne pas parvenir à faire agréer son EDA ultérieurement est alors trop important ; les mesures proposées à l'article 3.1.7.2 ne peuvent donc pas être valorisées avant l'AO 2021. EDF souhaite que cette difficulté soit contournée en permettant :	L'agrément technique d'une EDA est un préalable nécessaire pour la mise à disposition de l'EDA dans le cadre du contrat RR-RC. Seules les EDA Agréées techniquement et dont la liste est dressée à l'Annexe 3 peuvent être mises à disposition.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
	- d'une part qu'un test réalisé préalablement à la signature du contrat (par exemple moins de trois mois avant) puisse être valorisé dans la procédure proposée à l'article 3.1.7.2 (sur le même principe que l'agrément par examen de l'historique) ; - d'autre part que l'agrément ainsi obtenu reste valable jusqu'au 1er janvier 2020, en considérant, dans les critères de déclenchement des tests périodiques permettant le maintien de l'agrément, que le test d'agrément initial a le même statut que les tests périodiques précédents. Proposition : Article 3.1.7.2 : ajouter à la fin : "Par dérogation au critère n°2 de l'article 3.1.5, la conformité de cet unique test d'activation permet l'obtention de l'Agrément demandé. Dans le cas où un test d'activation répondant aux spécifications précitées a été réalisé sur l'EDA par le Demandeur moins de trois (3) Mois avant la date de la Demande, la conformité de cet unique test permet également, par dérogation au critère n°2 de l'article 3.1.5, l'obtention de l'Agrément demandé. La Demande doit alors être formulée en utilisant le formulaire fourni à l'Annexe 3." + modification dans l'annexe 3 : "conformément à l'article 3.1.7.2 ou 3.2" Article 8.2.1 : "- la Fin de Procédure d'Agrément de l'EDA date de plus de douze (12) Mois et aucun test périodique demandé par RTE n'a été réussi lors des douze (12) derniers Mois."	Les modalités relatives à l'agrément technique ne sont pas uniquement soumises au contrat RR-RC mais à l'intégralité des documents relatifs à l'appel d'offres RR-RC (en particulier, le Cahier des charges technique lié à la consultation) qui ont sont publiés au moment de la mise en concurrence. Il est rappelé que, conformément au règlement de consultation, le candidat à l'appel d'offres s'engage à disposer de capacités agréées à couvrir ses engagements un mois avant le début de ceux-ci. Pour appliquer les modalités d'agréments pour les engagements qui seront déclinés dans le contrat RR-RC 2020, celles-ci peuvent être appliquées au plus tôt : - une fois que le candidat a déposé une offre à l'appel d'offres annuel RR RC. En effet, lors du dépôt de son offre, le candidat doit avoir signé les pages de garde des différents documents contractuels RR RC (contrat, modalité d'agrément, etc.) - avant le dépôt de l'offre et au moment du dépôt de l'annexe 3 prévue par le règlement de consultation (Déclaration d'intérêt pour participer à l'appel d'offres), sous réserve d'accompagner ce dépôt d'une demande écrite du candidat demandant à bénéficier des modalités d'agrément prévue au contrat 2020.
Procédure d'agrément par découpage d'une EDA agréée		
Energy Pool	Les caractéristiques des agréments pour les n EDA créées à partir de l'EDA initialement agréée pourraient être moins contraignantes que celles de l'EDA initiale. Proposition : DMO supérieur ou égal au DMO de l'EDA 1 DOmin supérieur ou égal au DOmin de l'EDA1 Domax inférieur ou égal au Domax de l'EDA 1	RTE estime que si la remarque est justifiée en théorie, elle est difficile à mettre en pratique car il conviendrait alors de définir ce qu'il advient pour chaque EDA issue du découpage ou pour l'EDA initiale en cas d'échec alors que les conditions à vérifier ne sont pas les mêmes conditions que celles de l'agrément initial. Afin d'éviter des litiges ultérieurs, RTE souhaite donc que, hormis la puissance, les caractéristiques de l'agrément soient donc les mêmes que celles de l'EDA initiale (cf. 2.2.4)
Energy Pool	Si l'agrément échoue sur une partie des n EDA (m ok et n-m ko), l'acteur pourrait choisir : - soit de conserver l'agrément initial - soit d'obtenir l'agrément sur les m EDA qui respectent les contraintes de l'article 3.1.5 Proposition : Dès lors que l'Agrément échoue sur l'une ou plusieurs des n EDA, l'Acteur d'Ajustement peut choisir, soit de renoncer au découpage de l'EDA1 et de conserver l'Agrément initial, à condition que les conditions de l'article 3.1.5 soient respectées sur le périmètre initial, soit de ne conserver l'agrément que sur les EDA pour lesquelles les conditions de l'article 3.1.5 sont respectées	RTE est favorable à cette proposition qui a été intégrée dans les modalités d'agrément (cf. 2.2.4).

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
	Tests périodiques	
CBS France	CBS France considère que le principe de test périodique actuel n'est pas vertueux et doit être modifié : - A priori, tant qu'aucun changement significatif intervient, CBS France considère qu'il n'y a pas lieu de remettre en cause la capacité technique d'une EDA autrement qu'à des échéances légales de type 5 ans, telles que prévu par le System Operation Guideline, et en particulier pour des horizons plus courts. Tester tous les ans les capacités techniques d'une EDA n'a donc pas de justification - En l'état, étant organisé par RTE en coopération avec l'acteur d'ajustement, il ne revêt pas d'aspect aléatoire, et donc d'incitation à une bonne déclaration des indisponibilités de l'acteur d'ajustement. CBS France propose de modifier le fonctionnement du test périodique actuel afin d'en faire un outil plus efficace, à même de constituer une réelle incitation pour les acteurs à déclarer leurs indisponibilités lorsqu'elles surviennent. Pour cela, le test devrait intervenir de façon aléatoire plutôt que coordonnée par RTE avec l'acteur d'ajustement. CBS France suggère ainsi de s'inspirer des modalités des tests d'activations prévus dans le marché de capacité (où par ailleurs une rémunération au PME du test est prévue).	En effet, dans les conditions actuelles, le test ne revêt pas de caractère aléatoire mais permet toutefois de s'assurer de la disponibilité de l'EDA pour le test ou de forcer l'acteur à engager l'EDA pour un test lorsque celle-ci est rarement engagée. RTE estime nécessaire d'avoir la possibilité de réaliser un test lorsqu'une EDA n'a pas été engagée depuis plus de 3 mois sur le MA et si aucun test périodique n'a été réussi lors des 12 derniers mois. Toutefois, afin de rendre le test un peu plus aléatoire sans dégrader le niveau de réserves contractualisées (ce qui serait le cas si RTE organisait un test "surprise" sur des EDA dès lors qu'elles sont engagées dans une LE), RTE propose d'allonger la période de test aléatoire, qui serait alors portée à 7 jours. Cela suppose donc que sur ces 7 jours, l'acteur devra déposer des offres correspondant aux conditions d'utilisation demandées dans l'annexe 2 relative aux modalités d'agrément.
SGE	Il est possible que les conditions du 8.2.1 soient remplies à une date correspondant à une période où la disponibilité de l'EDA devant faire l'objet d'un test est inférieure à la puissance de l'Agrément. Or il se peut que le Titulaire ait des engagements à tenir à ce niveau de puissance avant de pouvoir organiser un test à sa puissance d'Agrément. <u>Proposition</u> Remplacer le 4ième § du 8.2.2 par le texte suivant : "Dans ce même délai, le Titulaire a la possibilité (i) de refuser l'organisation du Test périodique (ii) de demander à réaliser le Test périodique à une puissance d'Agrément Révisée inférieure à la puissance d'Agrément mais supérieure à la puissance engagée sur l'EDA au cours des 15 jours précédant la notification de RTE. Ces dispositions ne sont applicables que pour cause d'indisponibilité technique dument justifiée par le Titulaire et concernant un ou plusieurs Sites appertenant au Périmètre Agréé. Dans le cas (i), RTE suspend l'Agrément technique de l'EDA Agréée tant que le test n'a pas été réalisé. La reprise de l'Agrément est conditionnée à la Notification à RTE de la fin de la période d'indisponibilité et à la réalisation du test conformément à l'article 8.2.3. Pendant la période de suspension, l'EDA Agréée ne peut pas être proposée dans une Liste d'Engagement.	RTE est d'accord pour attendre de pouvoir réaliser le test à la puissance maximale agréée et de faire à la place un test à une puissance inférieure (puissance disponible notifiée par l'acteur). RTE considère qu'il faudrait en contrepartie encadrer cette disposition avec un engagement ferme de l'acteur sur la date de disponibilité de son EDA (sans toutefois pouvoir dépasser 6 mois) pour réaliser le test à la puissance maximale agréée. Avant cette date, l'acteur resterait libre d'engager son EDA jusqu'à la puissance révisée et en cas de dépassement de la date sans possibilité de réaliser le test à cette puissance maximale, alors il en résulterait la perte de l'agrément. Une proposition a été faite dans les modalités d'agrément.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
	Dans le cas (ii), RTE révise à la baisse l'Agrément technique de l'EDA Agréée à hauteur de la puissance d'Agrément Révisée notifiée par l'acteur. La reprise de l'Agrément est conditionnée à la Notification à RTE de la fin de la période d'indisponibilité et à la réalisation du test conformément à l'article 8.2.3. Pendant la période de révision de l'agrément, l'EDA Agréée peut être proposée dans une Liste d'Engagement à hauteur de sa puissance d'Agrément Révisée.	
Engie	ENGIE est favorable à laisser la possibilité de l'acteur de refuser un test périodique sans perte d'agrément dans le cas où l'EDA est indisponible. Néanmoins suspendre un agrément sur une capacité indisponible ne semble pas très opportun. Il conviendrait plutôt de convenir d'un commun accord avec l'acteur de la meilleure période pour réaliser un test. En cas de désaccord, RTE aurait la possibilité de suspendre l'agrément jusqu'au prochain test.	
	Défaillances constatées	
EDF	RTE a exprimé son intention de conserver les modalités actuelles de pénalisation des engagements RR/RC en cas de défaillance à l'activation, indépendamment des évolutions de contrôle du réalisé introduites dans les règles MA-RE v9. Sur cette question, EDF considère que : 1) La formulation proposée actuellement à l'article 3.2.2, §3° et 4°, ne permet pas de remplir l'objectif affiché car, à compter de la date M', elle ne contiendra plus aucune référence directe à l'écart entre le demandé et le réalisé, qui est pourtant la quantité d'intérêt dans le cadre des engagements RR/RC. Ainsi, une EDA engagée et appelée pour 100 MW, qui renverrait un programme de marche à 70 MW et fournirait finalement les 100 MW demandés, serait pénalisée deux fois au titre de la RR/RC selon la proposition actuelle de RTE, alors qu'elle aurait intégralement rempli ses engagements RR/RC (la pénalisation pour non-respect du programme de marche étant quant à elle déjà portée par la pénalité CRMA) ; 2) Par ailleurs, la définition actuelle des pénalités à l'activation doit être revue, car, dans le cas où une EDA offerte sur le MA à une puissance supérieure à celle pour laquelle elle est engagée est partiellement défaillante, la formulation actuelle peut conduire à la pénaliser au titre de la RR/RC quand bien même elle a intégralement rendu le service pour lequel elle était engagée (en cohérence avec le principe de RTE selon lequel les premiers mégawatts appelés sur une EDA sont supposés être les mégawatts engagés en réserve). Ainsi, une EDA engagée à 50 MW, offerte et appelée à 100 MW sur le MA, et qui ne fournirait que 50 MW, se verrait appliquer une pénalité RR/RC sur 50 MW de défaillance, alors qu'elle a fourni toute la puissance contractualisée en RR/RC. <u>Proposition :</u> ~~3° A compter de la date M' définie dans les règles MA-RE dont la date d'entrée en vigueur est prévue pour le 1er juillet 2019, le Receveur d'Ordre envoie un Programme de Marche inférieur à 80% de l'Ordre d'Ajustement ou inférieur de plus de 50 MWh à l'Ordre d'Ajustement : pour chaque Pas Demi-Horaire de la journée J, la Puissance Défaillante est égale à la différence entre la puissance demandée par l'Ordre et la puissance du Programme de Marche sans dépasser la valeur de PLE,EDA,p ;~~	1) Dans l'exemple indiqué, RTE ne pénalisera pas le sur-ajustement au titre de RR RC, le contrat indiquant que seul le sous-ajustement détecté par le contrôle du réalisé du MA sera pénalisé au titre du 4° du 3.2.2. Le sur-ajustement sera uniquement pénalisé au titre du MA à compter de la date U prévue dans les règles MA RE v9. Au titre de RR RC, sera donc uniquement pénalisé le renvoi d'un PM s'il est inférieur à 80% de la puissance demandée, il n'y a donc pas de double pénalisation dans cet exemple. 2) RTE considère à l'inverse que l'acteur réalise d'abord le volume hors RR RC et ensuite réalise son volume RR RC. Au moment d'appeler les capacités, RTE part du principe que les offres déposées par les acteurs sont réalisables, d'autant plus si l'EDA a un engagement de RR ou de RC. Sur le fond, il s'agit de pénaliser financièrement un comportement qui fait courir des risques importants au système électrique : dans une situation nécessitant l'activation de RR par RTE, en temps réel l'acteur aura en effet rendu le système court de 50 MW.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
	~~4° le contrôle du réalisé met en évidence un sous-ajustement impliquant l'application de pénalités au titre du Mécanisme d'Ajustement, tel que prévu à la section 1 des Règles MA-RE. Dans ce cas, la Puissance Défaillante est celle constatée à l'issue du contrôle du réalisé sur ce Pas Demi-Horaire et sans dépasser la valeur PLE,EDA,p ;~~ **le contrôle du réalisé, tel que prévu à la section 1 des Règles MA-RE dont la date d'entrée en vigueur est prévue pour le 1er juillet 2019, met en évidence que la différence entre min (1/2 x PLE,EDA,p; somme des Volumes Attendus Théoriques à la Hausse de l'EDA sur ce Pas Demi-Horaire) et la somme des Volumes Réalisés à la Hausse de l'EDA sur ce Pas Demi-Horaire est supérieure à min (50 MWh; 20% x min (1/2 x PLE,EDA,p; somme des Volumes Attendus Théoriques à la Hausse de l'EDA sur ce Pas Demi-Horaire)). Dans ce cas, la Puissance Défaillante est égale au double de la différence entre min (1/2 x PLE,EDA,p; somme des Volumes Attendus Théoriques à la Hausse de l'EDA sur ce Pas Demi-Horaire) et la somme des Volumes Réalisés à la Hausse de l'EDA sur ce Pas Demi-Horaire ;** ~~Il est précisé que la Puissance Défaillante mentionnée au 4° du présent article peut se cumuler à la Puissance Défaillante au titre du 3° du même article, sans toutefois dépasser la valeur PLE,EDA,p.~~	
Engie	L'éclaircissement sur l'application du régime de pénalité dans le cas d'une seule EDA pour répondre à plusieurs types d'engagement est bienvenu. Pour ENGIE, il n'y a pas lieu d'appliquer une ventilation au prorata des différents types d'engagement. En effet, le système électrique bénéficie globalement des capacités supplémentaires librement offertes à partir d'une EDA dont la capacité totale est partiellement contractualisée en Réserve Rapide par exemple. Il évite à RTE d'activer plusieurs EDA pour un même besoin. Si RTE souhaitait une réponse plus rapide ou plus fiable, alors la préséance technico-économique privilégierait des activations de plusieurs EDA. Ainsi l'application des pénalités devrait être conforme à l'exploitation du système électrique et prendre en compte le fait que le volume activé correspond en priorité au produit le plus exigeant.	Cf. réponse 2) à EDF ci-dessus
Actility	La formule de calcul des pénalités pour les défaillances relatives à l'activation d'une EDA déclarée dans la liste d'engagement comporte deux termes (moy{prix offre}7 jours et moy{prix spot}7 jours) ne revêtant pas de définition précise dans le corpus réglementaire (RR/RC ou règles MA-RE). Cette absence de définition implique la possibilité d'une interprétation de la part des acteurs et de RTE qui ne nous semble pas souhaitable. Nous demandons en conséquence à RTE d'apporter une définition de la formule de calcul de ces puissances moyennes.	RTE a pris en compte cette remarque (cf. 3.2.2 du contrat). RTE précise que pour une journée J, il prend en référence les 7 derniers jours à compter de la veille (sans compter la journée J donc) et prend le prix des offres correspondant pour un même pas demi-horaire. Ainsi, si la défaillance est sur le pas 10h-10h30, on regarde le prix des offres entre 10h et 10h30 sur les 7 jours précédents le jour considéré.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
CBS France	CBS France renouvelle sa demande de suppression de la pénalité d'observabilité en réserve rapide, celle-ci étant en l'état soit inefficace, soit discriminatoire. En effet, ce type de contrôle peut être contourné relativement facilement par certaines capacités (capacités d'injection de secours, ou agrégation de sites de soutirage avec une puissance talon non effaçable), alors que pour d'autres elle constitue une réelle barrière. De plus, ce type de contrôle n'est pas nécessaire lorsqu'un régime de pénalités équilibré et sain est en place : en effet, si les acteurs disposaient d'une incitation suffisante à déclarer leurs indisponibilités (via, au choix, une réduction des pénalités en cas d'indisponibilité déclarée ou des tests d'activations réellement aléatoires), un contrôle intermédiaire entre la disponibilité déclarée et réelle (au travers du contrôle d'activation) devient superflu. CBS France relève par ailleurs que ce type de contrôle a été supprimé sur le dispositif AOE.	L'objectif de ce contrôle est justement de pouvoir vérifier la disponibilité d'une EDA engagée sans réaliser de test d'activation. En effet, une autre solution possible consisterait à organiser des tests aléatoires réguliers sur les capacités dès lors que l'acteur d'ajustement les a engagées dans la LE. RTE estime toutefois que cette solution serait risquée et contraignante à RTE car cela diminuerait les capacités de réserves destinées à garantir la sécurité du système 24/24 et ne permettre pas de tester les EDA qui ne sont que très rarement engagées. Il faudrait alors pouvoir contractualiser davantage que les 1500 MW.
Défaillance liée à un aléa technique		
CBS France	CBS France renouvelle sa demande d'application plus large du régime de pénalité spécifique, couplé à une limitation des occurrences d'éligibilité à cette pénalité spécifique. En effet, CBS France considère que ce principe de pénalité réduite est globalement vertueux, car incitant les acteurs à déclarer leurs indisponibilité, en appliquant un niveau de pénalisation qui soit proportionné à la valeur de la mise à disposition (contrairement à la pénalisation de référence, fondée sur le prix spot). En revanche, en l'état actuel, le modèle est discriminatoire, RTE limitant l'application de cette pénalité spécifique à certains cas de figure uniquement, et excluant par exemple les cas de maintenance régulière ou de défaillances répétées du dispositif technique de déclenchement de l'ajustement. Les conditions actuelles sont ainsi définies selon des critères top restrictifs et ont de plus des contours incertains (jugement qualitatif des termes d'éligibilité), qui créé de l'inéquité de traitement et l'incertitude chez les acteurs sur le champ d'application réel. Par exemple, un MW avec 10 heures de maintenance régulière dans l'année, qui ne seraient pas connues à l'avance, ne serait pas éligible à cette pénalités spécifique, alors que de l'autre côté, un site connaissant 10 heures d'indisponibilité pour cause de défaillances non-prévues serait lui éligible, alors même que l'impact pour le réseau serait lui le même. CBS France demande à ce que les modalités d'application de la pénalité spécifique soient réévaluées, afin de rendre éligibles plus largement l'ensemble des cas de figures d'aléas techniques possibles (hors arbitrages marché), en contrepartie d'une limitation du nombre d'événements et/ou d'heures éligibles à cette pénalisation.	RTE partage le fait que le 3.1.8 ("Défaillances déclarées liées à un Aléa Technique") dans sa forme actuelle n'est pas pleinement satisfaisant et est difficile à appliquer. RTE estime que revoir ce régime nécessite une concertation plus approfondie et s'engage à concerter sur ce sujet dans le cadre de la concertation de l'AO 2021.
Conditions de maintien de l'agrément		

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
EDF	L'article 8 maintient les stipulations ajoutées au contrat RR/RC 2019 selon lesquelles les échecs à une demande d'agrément en vue d'améliorer les performances d'une EDA agréée peuvent conduire à lui retirer son agrément initial, comme illustré au §4.2.4 du rapport d'accompagnement. EDF considère que ces stipulations sont inappropriées dans la mesure où l'amélioration des performances techniques reste un objectif souhaitable qu'il ne convient pas de brider ; or, en l'état de la proposition de RTE, le risque encouru par l'EDA agréée est tel qu'elle n'a pas d'intérêt à tenter d'améliorer ses performances. Par ailleurs, il n'est pas compréhensible qu'une EDA puisse perdre son agrément sans jamais avoir été défaillante par rapport à ses caractéristiques agréées. EDF souhaite donc que, dans ce type de situation, l'EDA puisse faire au moins un test supplémentaire aux conditions de l'agrément initial. <u>Proposition :</u> Ajout de : "[...] à l'Article 8.3 et peut le cas échéant être comptabilisé comme un Echec relatif à l'agrément pouvant conduire au retrait de l'Agrément initial. En cas d'échec relatif l'Agrément en application des modalités de l'article 8.3, un test supplémentaire sera proposé par RTE aux conditions de l'agrément initial. Un Echec à ce test supplémentaire pourra conduire au retrait de l'Agrément initial."	RTE propose d'instruire cette demande dans le cadre de la concertation pour l'AO 2021. Cf. §2.2.9
Actility	Dans le cas d'une procédure visant à améliorer les caractéristiques d'une EDA (capacité, DO_min, DO_max), il apparaît que la perte potentielle de son agrément initial en cas d'échec comporte aujourd'hui un risque trop important. Il nous semble souhaitable qu'une réflexion soit menée afin de permettre le passage de nouveaux tests d'agrément sans risquer la perte de l'agrément initial - une pénalité et une période de carence pourraient notamment être envisagés en cas d'échec afin d'encourager la revalorisation de capacités réelles.	
Actility	Dans le cas du retrait d'un site à une EDA agréée, la perte systématique de l'agrément paraît disproportionnée. Le passage d'un test d'agrément unitaire (comme proposé pour le cas §4.2.3.1) avec les nouvelles caractéristiques de l'EDA semblerait proportionné.	Pour éviter la perte d'agrément, RTE a prévu la procédure prévue au 3.2.5 des modalités d'agrément. Cette procédure lui paraît suffisante pour répondre à la problématique invoquée.
Autres (délai de facturation des pénalités)		
EDF	Les pénalités encourues par le titulaire du contrat RR/RC font actuellement l'objet d'une facturation annuelle et ne sont donc connues que très tardivement par rapport aux défaillances effectives. Ceci 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. EDF souhaite donc que les délais de facturation des pénalités par RTE soient raccourcis.	RTE fait ses meilleurs efforts pour réduire les délais de facturation de pénalités et a pour cible qu'à compter de 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. Dans tous les cas, RTE ne peut pas se limiter à une durée de 6 mois dans la mesure où certaines données ne deviennent définitives que plus de 6 mois après la période considérée.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
	Autres (agrément)	
Alpiq	Il conviendrait de préciser à l'article 5.1 des modalités d'agrément concernant la procédure d'agrément par historique, les modalités de traitement d'un ordre à exécution non immédiate (un tel odre peut-il être pris en compte en compte comme une activation au titre de l'agrément dans le cadre d'une procédure d'agrément par historique ? si non, comment s'assurer d'un nombre suffisant d'activations à exécution immédiate dans le cadre d'une telle procédure ?).	Si l'ordre passé sur le MA ne permet pas de vérifier le respect du DMO, il ne peut effectivement pas être pris en compte pour la procédure d'agrément RR RC par historique. Dans le cas où l'historique ne contiendrait pas suffisamment d'activations, RTE rappelle que l'acteur peut demander la réalisation de tests complémentaires. Par ailleurs, s'agissant d'activations sur le MA en dehors du mécanisme de réserves rapide et complémentaire, RTE appelle les capacités qui lui sont offertes de façon à répondre à son besoin et non avec pour objectif que ces activations puissent ultérieurement servir à une procédure d'agrément RR RC par historique. RTE ne peut pas s'engager à ce que l'ordre d'activation qu'il envoie à toute capacité ayant un DMO inférieur ou égal à 30 ou à 13 offerte sur le MA puisse servir ultérieurement à une procédure d'agrément par historique. RTE rappelle que les ordres à exécution non immédiate permettent d'activer une capacité pour un besoin identifié à une heure précise, en s'affranchissant de toute imprécision liée au délai de transmission. Le passage de l'ordre en amont du DMO (quand c'est possible) permet en outre de bénéficier d'un confort et d'une sécurité supplémentaire, aussi bien pour l'acteur que pour RTE.
Alpiq	L'article 6 des modalités d'agrément précise les conditions de notification au Demandeur de l'agrément d'une EDA. Il conviendrait d'inscrire un délai précis dans ce texte, afin d'offrir de la visibilité aux acteurs (par exemple X jours ouvrés une fois les données finales des différents GR remontées). <u>Proposition :</u> La principale contrainte pesant sur la notification du résultat de la demande d'agrément étant la remontée des données par les différents GR, nous proposons de préciser : "RTE Notifie au Demandeur un Agrément technique pour l'EDA pour la participation à la Réserve Rapide ou à la Réserve Complémentaire lorsque l'ensemble des exigences définies à l'article 3 des présentes Modalités sont respectées, **et dans un délai de X jours ouvrés une fois l'intégralité des données finales remontées par les différents GR.**".	RTE comprend le besoin de visibilité des acteurs sur les résultats de la procédure d'agrément mais considère qu'il est difficile de s'engager sur une durée ferme, notamment dans la mesure où les demandes d'agrément sont particulièrement nombreuses en fin d'année et que les résultats d'une demande d'agrément reposent sur un nombre important de données à collecter (parfois chez les GRD) et de contrôles à réaliser. RTE tient à souligner qu'il fait ses meilleurs efforts pour traiter toutes les demandes dans des délais raisonnables. Enfin, RTE rappelle qu'il est autant dans son intérêt que dans celui des acteurs de notifier les résultats d'agréments au plus vite. Enfin, dans l'hypothèse où un délai maximal serait fixé, il serait nécessaire de préciser les conséquences du non-respect du délai par RTE. Pour des raisons de fiabilité, la conséquence sera nécessairement celle d'un échec tacite à la procédure d'agrément avec l'application d'un délai de carence avant de pouvoir faire une nouvelle demande, ce qui n'est dans l'intérêt de personne.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
Energy Pool	A l'article 3.2.4, si la demande d'agrément inclut une puissance à agréer hors SSY, il faut qu'il y ait aussi au moins 2 activations sans SSY.	RTE ne souhaite pas contraindre inutilement un acteur qui aurait des engagements SSY. Par ailleurs, RTE estime que si l'acteur peut répondre simultanément à un engagement au titre des SSy et au titre de RR RC pour un volume donné, il est capable de rendre le service RR RC seul sur ce même volume (ce qui revient finalement au cas où l'acteur a programmé des SSy mais où la fréquence est égale à 50 Hz), dans la mesure où il est plus difficile de réussir simultanément ces 2 activations que l'une indépendamment de l'autre.
EDF	EDF considère qu'il serait souhaitable d'aligner la puissance minimale des EDA agréées sur celle utilisée pour les plateformes européennes. Cette évolution ne devrait pas poser de problème opérationnel grâce à l'utilisation de TAO qui permet de gérer les activations d'un grand nombre de petites EDA. L'indisponibilité de TAO peut certes être envisagée, mais sa probabilité a manifestement été jugée faible par RTE – ce dont EDF se félicite – puisque RTE a proposé de supprimer les DMO 9 minutes bien que cela entraîne également des difficultés opérationnelles en cas d'indisponibilité de TAO. Proposition : "la Puissance déclarée pour l'Agrément de l'EDA doit être supérieure ou égale à **1** ~~10~~ MW"	RTE estime que cette proposition est aujourd'hui trop complexe en gestion pour pouvoir être mise en oeuvre dans l'état actuel des outils dont dispose RTE. En effet, le dispositif de transmission des ordres TAO permet la transmission automatique d'un ordre individuel, mais ne résout pas les problématiques d'activations de masse (visualisation, suivi, et traitement des éventuels rappels téléphoniques qui sont nombreux).
EDF	EDF accueille favorablement l'introduction d'une tolérance en valeur absolue dans le critère lié au sur-ajustement pour les EDA Injection RPD, mais s'interroge sur la dissymétrie entre les conditions d'agrément des EDA de type Injection RPT et Injection RPD. Une justification complémentaire par RTE serait souhaitable.	RTE estime que cette valeur est justifiée car les EDA RPD sont plus petites que les EDA RPT. L'impact n'est donc pas le même, notamment vu du système. Par ailleurs, la possibilité d'agrégation sur le RPD complexifie les conditions de réussite de l'agrément, ce qui justifie une tolérance un peu plus importante.
Autres (annexe 6 du contrat)		
Alpiq	A l'heure actuelle, la puissance minimale des offres déposées sur le MA dans le cadre de l'engagement RR/RC doit être inférieure ou égale à la puissance de la liste d'engagement, « sauf dans le cas où le Titulaire justifie d'une contrainte technique sur l'EDA ne permettant pas de respecter ce critère ». Cette rédaction est assez vague : nous serions favorables à ce que des cas types de contraintes techniques prises en compte soient décrits dans cet article.	L'intérêt de ne pas restreindre par une liste l'ensemble des cas de contrainte technique est de permettre une analyse au cas par cas de la situation rencontrée par chaque acteur. En listant ces contraintes techniques, il y a un risque pour que cette liste ne soit pas exhaustive et dès lors de pénaliser un acteur qui ferait pourtant face à une vraie contrainte technique.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
EDF	En l'état de la proposition de RTE, l'exigence de DOmin inférieure à 15 minutes est imposée dans les CUO associées à toutes les EDA engagées pour une durée inférieure ou égale à 60 minutes. Or, cette exigence devrait s'appliquer aux engagements des titulaires, mais pas aux EDA qu'ils choisissent pour remplir ces engagements. Ainsi, il devrait rester possible, pour un acteur ayant obtenu des engagements en RR90, RR120 ou RC90 non soumis à la DOmin 15 minutes, d'y répondre en engageant plusieurs EDA de DOmin strictement supérieure à 15 minutes sur moins de 60 minutes chacune. Sur ce point, la proposition de contrat type n'est pas en accord avec le rapport d'accompagnement, qui ne mentionne bien l'exigence de DOmin 15 minutes qu'au §4.1.3.1 relatif au cas d'une EDA engagée pour deux blocs de 30 minutes. Par ailleurs, EDF propose une légère reformulation de la condition sur la DOmin dans les CUO. Proposition : – lorsque NB_BLOCS ≤ 2 : - DOmin ≤ 15 60 minutes, - DOmin ≤ 15 minutes, dans le cas où ~~le Titulaire s'est engagé à mettre à disposition des EDA ayant des durées minimales d'utilisation inférieures ou égales à 15 min~~ **l'EDA est engagée au titre d'un Engagement imposant une durée minimale d'utilisation inférieure ou égale à 15 min,** - NB activations ≥ NB_ALEAS, - DNA ≤ 60 minutes ; – lorsque NB_BLOCS ≥ 3 : - DOmin ≤ 60 minutes, - DOmin ≤ 15 minutes**, dans le cas où l'EDA est engagée au titre d'un Engagement imposant une durée minimale d'utilisation inférieure ou égale à 15 min,**	RTE partage la remarque d'EDF et a corrigé le contrat en ce sens.
Autres (Annexe des demandes d'agrément)		
Energy Pool	A l'annexe 5, a été rajoutée la ligne « Modalités d'activation de la capacité à tester » : de quoi s'agit-il précisément? Il conviendrait de préciser les différentes modalités d'activation possibles	Il s'agit d'informations libres permettant de préciser les conditions pratiques d'activation de la capacité.
Energy Pool	A l'annexe 7, article 2, la mention du DMO est manquante	Conformément à l'article 3.3 des Modalités d'Agrément, le DMO est égal au plus grand des DMO des EDA fusionnées, il n'est donc pas indispendable de l'indiquer dans l'annexe 7, partie 2 mais par souci de clarté, RTE a pris en compte la remarque et l'a ajoutée.
Règlement de consultation		
Engie	RTE a conservé deux champs dans la liste des sites (Annexe 4): "le titulaire du contrat d'accès au réseau", et "le cas échéant, l'EDA de rattachement". Ces informations ne sont nullement utiles au moment de l'appel d'offre. Elles peuvent être communiquées à RTE ultérieurement. ENGIE propose de supprimer ces 2 champs, ou a minima, les rendre facultatifs.	RTE estime que ces informations lui sont utiles pour identifier précisément les sites (notamment en cas d'erreurs sur le code site communiqué) et souhaite les maintenir.