Le réseau de transport d'électricité

Modalités de contractualisation des réserves rapide et complémentaire pour l'année 2019

Rapport d'accompagnement de la proposition de RTE soumise à la CRE le 7 juin 2018

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 4
2.1 Calendrier de l'appel d'offres 4
2.2 Modalités d'interclassement des offres 5
2.3 Publications relatives aux offres de réserve 6
2.4 Durée des tests d'agrément 7
2.5 Conditions d'application du délai de carence entre deux procédures d'agrément 8
2.6 Processus de notification d'échange de réserve 8
2.7 Modalités de redéclaration de la liste d'engagement 9
2.8 Prise en compte des capacités sans contraintes de stock 9
2.9 Conditions d'application des pénalités réduites en cas d'aléa technique 10
3 Réponses détaillées 11

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 basé 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 par contractualisation de capacités activables sur le mécanisme d'ajustement (MA). Les contrats issus du dernier appel d'offres conduit en septembre-octobre 2017 courent jusqu'au 31 décembre 2018. Un nouvel appel d'offres doit permettre de contractualiser les réserves rapide et complémentaire à partir du 1er janvier 2019.

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 une première réunion de concertation avec les acteurs le 16 février 2018, 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 15 mars au 16 avril 2018 et a reçu des commentaires de six acteurs.

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

Sur la base des éléments recueillis dans le cadre de la consultation 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 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 :

- le calendrier de l'appel d'offres ;
- les modalités d'interclassement des offres et les publications associées ;
- les modalités d'agrément technique des capacités ;
- le processus de notification d'échange de réserve ;
- le régime de pénalités en cas d'aléa technique.

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

En parallèle du processus d'élaboration des modalités de contractualisation annuelle 2019 dans lequel s'inscrit la présente saisine, RTE instruit, en coopération avec les parties prenantes, l'opportunité d'introduire une part de contractualisation court-terme et les modalités d'une telle contractualisation. Ce sujet, dont le traitement est échelonné sur l'année 2018, fera l'objet d'une consultation puis d'une saisine distincte.

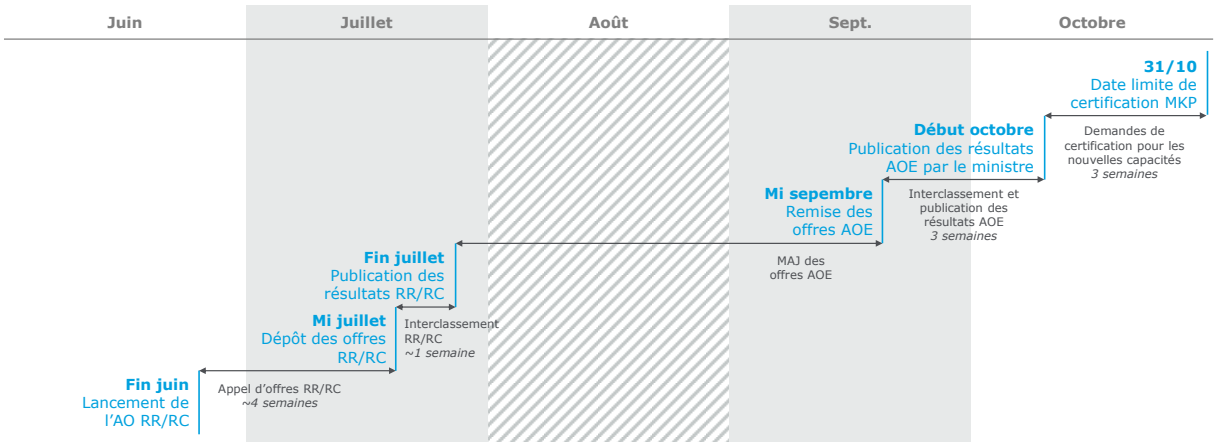
2 EVOLUTIONS PROPOSEES ET RETOURS DES ACTEURS

2.1 Calendrier de l'appel d'offres

RTE souhaite assurer une articulation entre l'appel d'offres RR/RC et l'appel d'offres effacement en incitant les capacités d'effacement aptes à fournir les produits de RR/RC à participer à l'appel d'offres RR/RC. Ainsi, les résultats de l'appel d'offres RR/RC devront être transmis aux candidats préalablement à la date limite de dépôt des offres AOE.

RTE souhaite également fournir aux acteurs du marché la visibilité suffisante pour formuler leurs demandes de certification au titre du mécanisme de capacité. Les résultats de l'AOE devront donc être communiqués aux acteurs à une échéance permettant de transmettre à RTE des demandes de certification.

En conséquence, RTE a proposé, dans le cadre de la concertation, de retenir le calendrier suivant pour l'AO RR/RC 2019 :



Dans sa réponse à la consultation, Engie demande à prolonger la durée de consultation en repoussant la publication des résultats à la première semaine d'août. Toutefois, postérieurement à la publication des résultats, RTE est généralement sollicité par les lauréats pour des informations relatives à l'interclassement, en particulier aux offres paradoxalement rejetées. Afin de garantir une réponse rapide à ces questions, RTE propose de maintenir le retour des offres mi-juillet et la communication des résultats fin juillet.

Par ailleurs, EDF pointe l'augmentation des primes de risque qui pourrait résulter d'une telle anticipation de l'appel d'offres (pour rappel, l'AO RR/RC 2018 s'était conclu fin septembre 2017). RTE partage l'analyse d'EDF : l'anticipation de l'appel d'offres peut conduire à une augmentation des primes de risques et donc des prix d'offres, du moins pour les capacités accrochées au marché. Néanmoins, comme indiqué précédemment, le calendrier et les modalités de l'AOE 2019 imposent cette anticipation. Il conviendra, en vue de l'AO 2020, de travailler sur les modalités d'articulation entre AOE et RR/RC permettant de rapprocher l'AO annuel RR/RC de l'échéance de livraison.

En conséquence, RTE propose de maintenir le calendrier proposé dans le cadre de la consultation :

- **publication de l'appel d'offres sur le site client de RTE : fin juin 2018 ;**
- **date limite de dépôt des offres des acteurs sur la plateforme e-achat de RTE: mi-juillet 2018 (RTE vise une durée de consultation de 4 semaines) ;**
- **publication des résultats de l'appel d'offres : fin juillet 2018.**

2.2 Modalités d'interclassement des offres

Les modalités d'interclassement historiques imposent de retenir des offres mensuelles ou hebdomadaires pour former le prix marginal. RTE a proposé, dans le cadre de la concertation, d'introduire la possibilité de retenir une offre annuelle comme offre marginale dans le cas où les offres annuelles seules permettent de couvrir la totalité du besoin de RTE à un prix inférieur à la somme, sur l'année, des prix hebdomadaires et mensuels les plus bas. **RTE mettra en œuvre ces modalités pour l'AO RR/RC 2019.**

Par ailleurs, les modalités d'attribution décrites dans le règlement de consultation définissent, de manière univoque, le problème d'optimisation résolu par RTE pour réaliser l'interclassement. Par le passé, RTE a été sollicité par plusieurs acteurs pour fournir des explications complémentaires sur l'algorithme mis en œuvre par RTE pour réaliser l'interclassement et a répondu à ces questions au sein de réunions bilatérales. **RTE propose de publier, sur son site internet, des explications sur l'algorithme mis en œuvre et ce avant le lancement du prochain appel d'offres.** RTE se rapprochera des acteurs pour préciser les attendus.

Enfin, RTE propose de maintenir le traitement des offres indivisibles appliquées lors de l'AO 2018, décrites au sein de règlement de consultation : attribution au seuil de puissance s'il s'avère plus économique de contractualiser davantage de puissance avec, en conséquence, un prix marginal plus faible. Ces modalités permettent (i) aux acteurs de refléter finement, dans les offres, les seuils de puissance en dessous desquels ils ne souhaitent pas proposer leurs actifs en réserve et (ii) à RTE d'optimiser le coût de contractualisation pour la collectivité, tenant compte de ces seuils. RTE souhaite que ce principe puisse être validé par la CRE avant le lancement de l'appel d'offres afin d'assurer la couverture par le TURPE de la totalité des coûts de contractualisation de ces réserves par le GRT.

2.3 Publications relatives aux offres de réserve

RTE a proposé, dans le cadre de la consultation, d'enrichir les publications relatives à l'appel d'offres. En cohérence avec le format des offres RR/RC, RTE propose, à l'issue du processus d'appel d'offres 2019, de publier sur son site internet les informations suivantes :

Période unitaire	Produit de type 1	Produit de type 2	Prix type 1 période hebdo	Prix type 2 période hebdo	Prix type 1 période mensuelle	Prix type 2 période mensuelle	Prix type 1 période annuelle	Prix type 2 période annuelle
(2019,1,1,1)	13060	30060	121,98	100,21	1 288,05	1 047,58	8 084,54	6 053,42
(2019,1,1,1)	13060	-	123,17	-	1 474,24	-	-	-
…								

Chaque ligne correspond à un MW offert. Le tableau reprend l'ensemble des MW offerts par les candidats. Ce format de publication permet :

- de fournir aux acteurs une vision de la courbe d'offre décrivant avec précision l'ensemble des caractéristiques des offres (différents produits, blocs temporels, potentiels prix différents si offre retenue en RC) ;
- de préserver la confidentialité des offres (les offres étant éclatées en MW indépendants, il n'est pas possible d'identifier les offres des concurrents) ;
- de répondre aux exigences du règlement Electricity Balancing.

La seule information partiellement perdue concerne les puissances seuil. Cette information est néanmoins partiellement identifiable (les MW en dessous des puissances seuils doivent avoir le même prix).

Par ailleurs, des informations relatives aux volumes et prix offerts seront publiées sur la plateforme ENTSO-E Transparency. Le format prévu ne permettant pas de refléter l'existence de multiples produits et de blocs temporels, RTE devra procéder à une simplification dont les modalités exactes seront spécifiées ultérieurement.

Engie et REstore, dans leurs réponses à la consultation, se sont déclarés favorables aux modalités de publication proposées par RTE.

Par ailleurs, EDF s'oppose à cette publication et pointe notamment un risque relatif à la confidentialité. RTE rappelle que la publication proposée par RTE s'inscrit dans le cadre des exigences de l'article 12.3.f du règlement *Electricity Balancing*.

RTE mettra en œuvre les publications proposées au sein de la consultation dans le cadre de l'appel d'offres RR/RC 2019.

En complément, Engie et REstore demandent à ce que les données relatives aux offres soient publiées pour les appels d'offres RR/RC passés préalablement au lancement de l'AO RR/RC 2019. Cette publication n'ayant pas été prévue par le règlement de consultation des AO passés et étant hors de la période d'application du règlement *Electricity Balancing*, il apparaît nécessaire, *a minima*, de collecter l'accord formel de l'ensemble des candidats aux appels d'offres cités pour envisager une telle publication. RTE se rapprochera donc, courant juin 2018, des acteurs concernés pour étudier la possibilité d'un tel accord. Il est à noter que si l'un des acteurs s'oppose à cette publication, RTE ne sera pas en mesure de publier les données des AO passés.

2.4 Durée des tests d'agrément

Le contrat en vigueur ne prévoit pas d'engagement de RTE sur la durée des tests réalisés durant la période 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 proposé, dans le cadre de la consultation, de limiter la durée totale d'activation pour tests pendant la période d'agrément à 3 x DOmin + 2 x DOmax (et 6 x DOmin + 4 x DOmax pour les procédures allant jusqu'à 10 tests). Néanmoins, sur les périodes où le prix d'offre déposé est inférieur au prix marginal d'ajustement, RTE est contraint à retenir la capacité en préséance économique. Ainsi, ces périodes ne pourront être décomptées du quota précité. En cas de dépassement du quota, RTE et l'acteur d'ajustement se rapprocheront pour convenir d'une compensation selon une logique préjudicielle.

Dans leurs réponses à la consultation, REstore et BHC Energy ont demandé à RTE d'abaisser la durée maximale des tests à 4 x DOmin + DOmax. RTE vise bien de réaliser 4 activations à DOmin et une activation à DOmax. Toutefois, les règles de traçabilité de l'ajustement (au pas 5') combinées aux contraintes de DOmin peuvent contraindre RTE à solliciter des activations légèrement plus longues, en fonction de l'instant d'appel. Ainsi, **RTE souhaite introduire une marge liée à la traçabilité et propose de retenir les durées maximales suivante :**

- **4 x DOmin + DOmax + 30 min pour les procédures impliquant jusqu'à 5 tests ;**
- **8 x DOmin + 2x DOmax + 60 min pour les procédures impliquant jusqu'à 10 tests.**

En complément, 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 propose d'imposer un DOmin supérieur ou égal à 30 minutes sur toute la période d'agrément.**

2.5 Conditions d'application du délai de carence entre deux procédures d'agrément

La procédure d'agrément sur cinq tests repose sur l'hypothèse que l'acteur d'ajustement connaît avec précision la puissance pouvant être délivrée de manière fiable par la capacité à agréer. Sans cette hypothèse, 26 tests seraient nécessaires pour atteindre un niveau de fiabilité équivalent. RTE souhaite inciter les acteurs à fiabiliser la puissance à agréer en amont de la procédure et écarter la possibilité de procéder à des demandes d'agrément en série visant à converger vers la puissance la plus élevée. Ainsi, le contrat en vigueur prévoit un délai de carence de 3 mois à l'issue de toute procédure d'agrément, à l'exception des demandes faisant suite à une sortie de site.

Dans le cadre de la consultation, RTE a proposé d'assouplir les conditions d'application du délai de carence pour les demandes d'agrément par fusion d'EDA agréées.

Dans sa réponse à la consultation, Engie se déclare favorable à l'évolution proposée par RTE. Energy Pool soutient l'assouplissement du délai de carence mais s'interroge sur la limitation introduite par RTE : pour obtenir un agrément par fusion sans délai, il est nécessaire qu'au moins l'une des deux EDA fusionnées ait été agréée trois mois avant la demande de fusion. Le motif de cette proposition est le suivant : tester des capacités indépendamment puis les fusionner en une EDA plus large ne garantit pas le même niveau de fiabilité qu'une série de tests au périmètre de l'EDA finale (cf. rapport de concertation RR/RC 2017). Ainsi, RTE souhaite limiter l'agrément de capacités par série de fusions : agrément de n petites EDA puis regroupement, sans délai, en une seule EDA agréée.

Ainsi, RTE propose de maintenir la proposition formulée dans la consultation.

2.6 Processus de notification d'échange de réserve

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

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

L'acteur B n'ayant pas forcément d'engagement initial auprès de RTE, les éventuelles pénalités qui pourraient lui être appliquées ne sont pas sécurisées par le versement d'une prime fixe. Ainsi, afin de limiter le risque financier supporté par RTE, sans être contraint de mettre en place une garantie bancaire, **RTE propose de restreindre à 7 jours la durée entre la notification de l'échange de réserve et la fin de la période de livraison concernée par l'échange.**

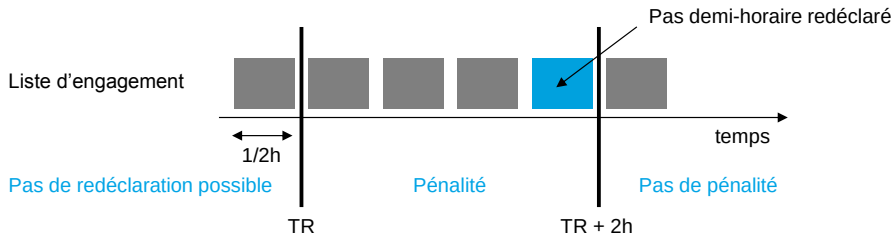
En complément, RTE propose de revoir le processus d'échange de réserve en visant :

- en mode nominal, un envoi par chacune des parties d'un fichier de NER à une application dédiée assurant l'appariement en continu. La prise en compte automatique des NER par un dispositif informatisé permettra de fiabiliser le contrôle des engagements en infrajournalier. Le processus proposé permet également la symétrie des responsabilités acquéreur/cédant, et permet une information plus rapide aux acteurs en cas de NER invalide ;
- en mode dégradé, l'envoi d'une annexe co-signée par les contreparties, selon le processus historique.

Pour le mode nominal, **RTE propose, au sein de l'annexe 9 du contrat des règles de déclaration cohérentes avec celles mises en œuvre pour la programmation des échanges de bloc**. Le contrat prévoit que ces modalités techniques de déclaration peuvent évoluer. Dans ce cas, RTE publiera aux titulaires une annexe 9 mise à jour au plus tard trois mois avant la mise en œuvre des évolutions.

2.7 Modalités de redéclaration de la liste d'engagement

Le contrat RR/RC en vigueur permet aux titulaires de redéclarer leur liste d'engagement jusqu'au temps réel. Toutefois, l'article 3.1.3 du contrat prévoit une pénalité lorsque la liste d'engagement est redéclarée avec moins de deux heures de préavis :



Le règlement *Electricity Balancing* impose que le transfert de capacités d'équilibrage soit autorisé au moins jusqu'à une heure avant le début du jour de livraison. Or, si les NER sont bien possibles jusqu'au temps réel, la redéclaration des listes d'engagement qui en résulte donne lieu à une pénalité si elle est effectuée moins de deux heures avant le temps réel.

Aussi, **RTE propose de supprimer les pénalités s'appliquant aux redéclarations de liste d'engagement entre 1h et 2h avant le temps réel**, afin de permettre tout échange au moins une heure avant la période de livraison, sans contrainte financière.

2.8 Prise en compte des capacités sans contraintes de stock

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

Cette disposition requiert des évolutions importantes des outils et des processus de RTE, engagées en 2017. **RTE mettra en œuvre des évolutions courant 2019 et notifiera les acteurs d'ajustement, avec un préavis de trois mois la date à partir de laquelle :**

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

Cette évolution nécessitera une modification de l'annexe 5 « Modalités de transmission de la Liste d'Engagement » selon les modalités prévues à l'article 5.3.2 du contrat.

2.9 Conditions d'application des pénalités réduites en cas d'aléa technique

Un régime de pénalité spécifique en cas d'aléa technique a été introduit au sein des contrats RR/RC 2018 afin de limiter les risques financiers pour les opérateurs en cas d'évènement exceptionnel. Après 5 mois d'exécution du contrat, seules deux situations d'aléa technique ont été remontées à RTE par les titulaires. Ces situations font apparaître le besoin de clarifier les situations dans lesquelles le régime de pénalité spécifique peut s'appliquer. RTE rappelle que les engagements sont attribués à la maille du portefeuille de l'acteur d'ajustement qui s'engage à les respecter par tous les moyens offerts par le contrat : substitution d'une EDA défaillante par une autre EDA agréé au sein de son portefeuille, transfert des engagements à un autre acteur par le biais de NER. Les termes du contrat RR/RC prévoient que le régime de pénalité spécifique en cas d'aléa technique ne s'applique que lorsque ces moyens sont épuisés. Dans sa réponse à la consultation, EDF pointe le caractère supposé discriminatoire de cette disposition qui conduirait à favoriser les agrégateurs dont le portefeuille, trop petit, ne permettrait pas de compenser leurs défaillances face aux acteurs dont le portefeuille, suffisamment grand, fournit des opportunités de compenser les défaillances sur les EDA engagées en proposant d'autres EDA agréées disponibles. RTE considère que l'introduction du régime de pénalité spécifique en cas d'aléa technique permet, au contraire, de réduire l'avantage concurrentiel des acteurs ayant un portefeuille large et contribue donc à la mise en place d'une concurrence équitable.

En conséquence, **RTE propose de maintenir la rédaction de l'article 3.1.8 soumises à consultation**. En complément, en réponse au commentaire formulé par Engie, **RTE propose de préciser que l'acteur souhaitant bénéficier du régime de pénalité spécifique devra soumettre à RTE des échanges de mails témoignant de deux tentatives infructueuses de couverture sur le marché secondaire**.

Enfin, les quatre mois de mise en œuvre n'ont pas fait apparaître d'autres besoins d'évolution. RTE propose de poursuivre l'instruction de ce sujet lors de la concertation des contrats RR/RC 2020, sur la base d'un retour d'expérience plus complet. A cette occasion, RTE étudiera les propositions formulées par les acteurs (évolution des conditions d'application, niveau de la pénalité).

3 REPONSES DETAILLEES

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
	Calendrier de l'appel d'offres	
EDF	EDF note que le dépôt des offres par les acteurs est avancé à mi-juillet. RTE justifie cette date par le séquencement des différents mécanismes (mécanisme de capacité, appel d'offres effacement, appel d'offres réserves rapides et complémentaire). Ce calendrier réduit de la visibilité des acteurs sur la disponibilité de leurs actifs et cela pourrait se traduire par une prime de risque accrue. La cohérence avec la volonté dans le même temps de lancer des appels d'offres à très court terme interroge.	Cf. §2.1
Engie	ENGIE est favorable à une durée de consultation au moins égale ou supérieure à 4 semaines, comme proposée au paragraphe 3.7 du rapport d'accompagnement. Par ailleurs, ENGIE remarque que le mois d'août n'est pas pris en compte dans le calendrier prévisionnel. Ainsi le lancement de l'AO RR/RC pourrait avoir lieu fin juin 2018 (comme indiqué dans le rapport d'accompagnement), la date limite de dépôt des offres fin juillet 2018, et la publication des résultats RR/RC première semaine d'août 2018. Ce calendrier est aussi compatible avec une remise des offres AOE en septembre.	Cf. §2.1
	Modalités d'interclassement des offres	
BHC Energy	Certains acteurs ont eu des stratégies d'enchères étonnantes par le passé ne représentant pas les coûts réels de leurs sites. Des offres annuelles peuvent biaiser fortement le mois de janvier où le niveau de prix marginal de la RR sur cette période représente le niveau de tension sur le marché. BHC souhaiterait que les offres annuelles ne soient pas retenues comme offre marginale.	L'évolution proposée par RTE n'a pas d'impact sur les modalités de formation des prix sur les périodes tendues sauf dans la situation particulière où la totalité du besoin RTE, sur l'année, est couvert, au meilleur coût, exclusivement par des offres annuelles.
EDF	EDF considère que le bonus 9 minutes devrait être diminué, la différence de valeur du produit 9 minutes par rapport au produit 13 minutes ayant diminué depuis la mise en place de TAO.	Dans le cadre de la concertation relative aux contrats RR/RC 2018, RTE avait proposé d'étudier une réduction de la bonification des capacités à DMO 9'. En l'absence d'éléments quantitatifs permettant de caler une nouvelle valeur, la proposition avait été repoussée en concertation. RTE propose de d'instruire cette question au sein de la concertation en vue de l'AO RR/RC 2020.
Engie	ENGIE refuse la prise en compte dans le prix marginal de la pondération à l'interclassement pour les offres ayant un DMO de 9 min, et les offres dont l'observabilité est statistique. ENGIE rappelle que dans le cas de l'introduction de capacités dont les caractéristiques sont différentes du produit standard (DMO, et/ou observabilité statistique), 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 (3,65 k€/MW/an pour une valeur de de la capacité RR à 10 k€/MW/an). Fixer un tel paramètre, même en prenant en compte l'évolution du prix de la capacité RR d'une année sur l'autre, n'est pas envisageable étant donné les évolutions rapides de la structure de l'offre. C'est pourquoi ENGIE demande de ne pas reconduire pour l'appel d'offre 2019 ces dispositions.	

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
Engie	L'algorithme utilisé par RTE a évolué au cours du temps. RTE annonce dans son rapport d'accompagnement une nouvelle version de l'algorithme permettant de retenir une offre annuelle comme offre marginale. ENGIE demande que l'organigramme de programmation représentant l'algorithme soit publié par RTE, au plus tard au moment du lancement de l'appel d'offre. La description de l'algorithme telle qu'elle est écrite dans les modalités d'attribution ne permet pas de le reproduire sans ambigüité.	Cf. §2.2
Engie	Dans le rapport d'accompagnement, RTE précise, de nouveau, au paragraphe 3.4.2.4 que "RTE proposera un nouvel algorithme permettant de garantir la couverture des coûts réels". Or, au paragraphe 5.3 du Règlement de consultation, RTE précise que l'offre pourra néanmoins être maintenue et une attribution réalisée au seuil de puissance, s'il s'avère plus économique de contractualiser davantage de puissance avec en conséquence un prix marginal plus faible." ENGIE souhaiterait que RTE clarifie le traitement des offres indivisibles.	Cf. §2.2
Publications relatives aux offres de réserve		
EDF	RTE propose de publier des informations pour chaque MW offert et pour chaque période unitaire. EDF s'étonne de la granulométrie des informations publiées et s'interroge à la fois sur la préservation de la confidentialité et sur la capacité qu'auront les acteurs à traiter ces informations de manière pertinente. En effet, la complexité de l'interclassement pour un nombre de produits et un volume d'offre importants fait douter de la valeur ajoutée de la proposition de RTE dans cet appel à contribution. En revanche, EDF partage le souhait de davantage de lisibilité sur les résultats de l'AO. Pour préserver la confidentialité des offres tout en assurant la transparence de ce marché, EDF propose que RTE publie postérieurement à l'attribution des indicateurs sur les prix moyens des offres retenues par produit et par période, en plus des informations sur les noms des attributaires, les puissances contractualisées, et les prix marginaux. De même, la proposition faite par RTE en GT de simuler les résultats de l'AO pour des volumes autours des volumes retenus (+/- X%) nous semble plus pertinente. EDF propose de remplacer le 1er paragraphe du 5.7. par : "Postérieurement à l'attribution, RTE publie sur son site Internet : - les noms des attributaires; - la puissance totale contractualisée par produit et par période; - les prix marginaux par produit et par période; - les prix moyens des offres acceptées par produit et par période. - les résultats des analyses de sensibilité autour du prix marginal"	Cf. §2.3
Engie	ENGIE est favorable aux publications proposées par RTE et demande que la publication soit effective à la date de résultat de l'appel d'offre.	Cf. §2.3
Engie	ENGIE demande que la même publication soit réalisée en amont du lancement de l'appel d'offre 2019 pour les offres qui ont été proposées pour l'appel d'offre annuel de l'année dernière.	Cf. §2.3
REstore	REstore soutient la proposition de RTE de publier les informations permettant de reconstituer les courbes d'offres soumises lors de l'appel d'offres. En revanche, REstore souhaiterait également que, au plus tard à la date d'ouverture du dépôt des offres pour l'AO 2019, RTE ait également publié les courbes d'offres des précédents exercices, a minima des 2 dernières années.	Cf. §2.3

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
	En effet, disposer d'ores et déjà de cette information au moment de constituer les offres et les prix pour l'AO 2019 permettra aux acteurs de tirer les bénéfices de cette transparence accrue sans attendre l'AO 2020.	
Durée des tests d'agrément		
BHC Energy	Lors du GT du 15 Février il avait été dit par RTE que les tests d'agrément pouvaient se composer d'un test à DOmax et de 4 tests à DOmin, ce qui n'est pas ce qui est proposé dans la consultation.	Cf. §2.4
EDF	La limitation de la durée des tests d'activation pour l'agrément des EDA va dans le sens de limiter les coûts induits pour les acteurs tout en permettant à RTE de tester la capacité de l'EDA à satisfaire les engagements proposés. En cas de dépassement du quota relatif à la durée de ces tests, RTE propose un rapprochement pour convenir d'une compensation selon une logique préjudicielle. La cible pour EDF doit néanmoins être que RTE fasse ses meilleurs efforts pour respecter les durées maximales indiquées.	RTE fera ses meilleurs efforts pour respecter la durée maximale d'activation prévue au contrat.
Energy Pool	Energy Pool est favorable à la définition d'une durée maximale d'activation pendant la période d'agrément.	Cf. §2.4
Energy Pool	Energy Pool ne comprend pas pourquoi que des activations qui auraient été demandées par RTE pour un besoin réel d'ajustement ne seraient pas comptabilisées dans le cadre de la procédure d'agrément, notamment si elles ont été réussies. Energy Pool propose de supprimer ce paragraphe.	RTE propose d'exclure les activations en préséance du décompte de durée des tests. En revanche, ces activations seront comptabilisées comme des tests et contrôlées dans le cadre de la procédure d'agrément.
Engie	ENGIE est favorable à la disposition introduite sur la durée maximale des tests d'activation.	Cf. §2.4
REstore	REstore remercie RTE pour sa proposition de clarification s'agissant de la durée maximale des tests d'activation. Néanmoins, REstore note que la formule proposée inclut un minimum de 2 activations au DOmax : compte-tenu de l'enjeu financier que représente le côut des tests d'activation, REstore demande à ce que 1 seule activation demandée et réussie porte sur le DOmax, les autres se limitant au DOmin.	Cf. §2.4
Conditions d'application du délai de carence entre deux procédures d'agrément		
Energy Pool	Energy Pool remercie RTE d'avoir ajouté le dernier paragraphe supprimant partiellement le délai de carence dans le cas de fusion d'EDA, mais nous nous étonnons cependant que ce délai de carence soit maintenu si les deux EDA ont eu leur dernier agrément depuis moins de 3 mois.	Cf. §2.52.9
Engie	ENGIE est favorable à la proposition de RTE de ne pas appliquer le délai de carence dans le cas d'une fusion d'EDA.	Cf. §2.5
Processus de notification d'échange de réserve		
Energy Pool	Energy Pool estime qu'une NER devrait pouvoir être annulée dès lors que les parties concernées en sont d'accord. De plus, nous ne comprenons pas l'intérêt du préavis maximum de 7 jours pour la notification des NER. En outre, nous souhaiterions avoir la possibilité de réaliser des NER à long terme. Energy Pool pense qu'il serait plus clair d'indiquer que, pour annuler une NER, il suffit d'en éditer une avec des valeurs nulles.	RTE précisera l'ensemble des modalités techniques de déclaration des NER au sein du guide d'implémentation de l'application dédiée. Ces modalités permettront de redéclarer des volumes, potentiellement à zéro, et ainsi annuler un échange.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
Engie	D'un côté, il est précisé que "En cas de réception de plusieurs NER par RTE portant sur les mêmes Titulaire Cédant, Titulaire Acquéreur, Jour de livraison et Type d'Engagement, seule la dernière NER acceptée est prise en compte (i.e. les valeurs de puissance échangée des différentes NER ne s'ajoutent pas mais se substituent)." De l'autre, l'article indique que "Les NER ne peuvent être annulées." Or dans le cas plusieurs NER successives, il semblerait que seule la dernière NER est prise en compte, ce qui revient à annuler les NER précédentes.	
Engie	L'article 2.5 précise que "Les NER sont transmises à RTE selon les modalités décrites à l'Annexe 9 avec un préavis ne pouvant excéder sept (7) Jours avant le dernier jour de livraison mentionné au sein de la NER". De notre compréhension, dans le cadre d'un échange de NER qui porterait sur un mois ou une année (comme le permet le règlement de la consultation), il serait nécessaire d'informer RTE d'un échange de réserves seulement 7 jours avant le dernier jour du mois ou de l'année. ENGIE propose que RTE laisse la possibilité aux acteurs de l'informer dès que possible de l'existence d'une NER en la lui transmettant bien en amont du premier jour de livraison, plutôt que de donner une contrainte de préavis sur le dernier jour de livraison.	RTE souhaite être informé au plus tôt des accords bilatéraux conclus pour les échanges de réserve. Cette information n'est toutefois pas engageante. La déclaration de NER à RTE est engageante et transfère la responsabilité de mise à disposition des réserves de l'acteur cédant à l'acteur acquéreur. Comme indiqué dans le rapport d'accompagnement à la consultation, RTE souhaite maintenir une sécurisation financière des éventuelles pénalités lors de ce transfert en limitant à 7 jours la durée de la NER. Si la durée de la NER n'est pas bornée dans le temps, alors RTE serait contraint d'imposer une garantie bancaire aux acteurs souhaitant opérer des NER.
Engie	ENGIE est favorable à toutes les propositions permettant d'augmenter les échanges sur le marché secondaire. Néanmoins l'intérêt d'une application dédiée n'est pas démontrée, ni pour RTE, ni pour les Responsables de Réserve. En termes de retour d'expérience à propos du fichier au format csv pour les NER, ENGIE souhaiterait que ce fichier puisse intégrer un jour de début et un jour de fin de période de livraison afin de ne pas avoir à envoyer plusieurs fichiers pour un même échange. La mise en œuvre d'une liste de diffusion incluant tous les acteurs disposant de capacités agréées pourrait améliorer le fonctionnement du marché secondaire, et permettre à RTE de faire un contrôle rapide des demandes d'échange de réserves dans le cadre d'une défaillance. Ce système a le mérite de la simplicité.	La prise en compte automatique des NER par un dispositif informatisé permettra de fiabiliser le contrôle des engagements en infrajournalier. Le processus proposé permet également la symétrie des responsabilités acquéreur/cédant, et permet une information plus rapide aux acteurs en cas de NER invalide. Concernant le caractère journalier des fichiers NER, RTE souhaite s'aligner sur le processus PEB. Enfin, RTE mettra en œuvre une liste de diffusion réunissant les acteurs d'ajustement disposant d'EDA agrées afin d'améliorer le fonctionnement du marché secondaire.
Modalités de redéclaration de la liste d'engagement		
EDF	EDF note que seuls les pas de temps p et p+1 sont dorénavant pris en compte. En revanche il nous semble qu'il convient de faire également cette évolution au 1er paragraphe du 3.1.3.	Correction effectuée
Energy Pool	Energy Pool est favorable à la suppression des pénalités sur les pas demi-horaires p+2 et p+3, mais pense qu'il faudrait également modifier la première phrase du paragraphe 3.1.3.	
Engie	L'article précise que "Le cas suivant constitue une Défaillance relative au Préavis de redéclaration de la Liste d'Engagement : la Liste d'Engagement redéclarée lors d'un Pas Demi-Horaire p modifie les valeurs déclarées par le Titulaire pour un ou plusieurs des Pas Demi-Horaires p, p+1, p+2 et/ou p+3." Mais, par ailleurs, les puissances modifiées à la baisse pour p+2 et p+3 ne sont plus prises en compte.	
Conditions d'application des pénalités réduites en cas d'aléa technique		

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
EDF	EDF regrette que les modalités spécifiques aux aléas techniques soient réservées aux acteurs disposant d'un portefeuille restreint d'EDA Agréées. Sur la forme tout d'abord, EDF regrette le manque de transparence sur les conditions permettant de recourir à cette disposition dans le cadre du contrat 2018. Et sur le fond, cette disposition peut sembler discriminatoire dans la mesure où la possibilité de bénéficier d'une pénalité réduite en cas d'aléa technique est restreinte : il est dommageable que pour un même engagement, des acteurs soient traités différemment.	Cf. §2.9
Energy Pool	Energy Pool est favorable aux propositions formulées par RTE dans cet article mais estime que la pénalité pour aléa technique devrait elle aussi se substituer à la pénalité pour non-conformité des offres avec la liste d'engagement dans les cas où la liste d'engagement n'aurait pas été modifiée. Energy Pool propose de remplacer la phrase "Dans ce cas, cette pénalité se substitue aux pénalités prévues aux articles 3.1.1 et 3.1.4" par "Dans ce cas, cette pénalité se substitue aux pénalités prévues aux articles 3.1.1, 3.1.4 et 3.1.6".	RTE souhaite maintenir une incitation forte à redéclarer la liste d'engagement dès survenue de l'aléa. Dès lors, la pénalité réduite ne peut être appliquée que pour les défaillances déclarées préalablement à l'HLAR ou déclarées au sein de la liste d'engagement.
Engie	La mise en place d'un cas particulier des Défaillances déclarées liées à un Aléa Technique en 2017 pour la première année 2018 n'a pas fait l'objet d'un retour d'expérience par RTE qui aurait permis de comprendre les raisons de cette modification. Dans le cadre d'un site de production dont les aléas sont déjà déclarés sur d'autres dispositifs mis en place par RTE, il n'y a pas lieu d'alourdir la définition des situations d'Aléas Techniques. D'ailleurs, ENGIE rappelle que des pénalités très élevées ne contribuent pas au bon fonctionnement du marché, les acteurs étant incités à ne pas intégrer dans leur offre la totalité de la prime de risque. Afin d'améliorer le recours du Titulaire défaillant à son propre portefeuille, et au marché secondaire, il convient de définir des critères plus objectifs que le terme "techniquement compensée" (par exemple, des critère tels que "le Titulaire a démontré avoir cherché à obtenir des NER, suite à la défaillance technique, en soumettant à RTE des échanges d'email montrant au moins 2 tentatives infructueuses" et "le Titulaire ne dispose plus d'assez d'EDA agréées dans son périmètre pouvant être proposées sur le mécanisme d'ajustement"). ENGIE propose que la pénalité spécifique en cas d'aléa technique soit égale au plus à deux fois la prime fixe avec ces nouvelles conditions. Selon ENGIE, cette proposition est de nature à améliorer la sûreté du système en incitant les acteurs ayant subi un aléa technique à se secourir sur le marché secondaire, et à améliorer l'efficacité du marché.	Cf. §2.9
Autres : Modalités d'agrément		
BHC Energy	Si jamais l'EDA est agréée et sans défaut historique et que le nouvel agrégateur est agréé et sans défaut historique alors pourquoi refaire autant de tests ? Ces tests représentent un frein important à la mise en concurrence des capacités déjà agréées et engagés sur l'appel d'offre RR/RC. BHC préconise un seul test pour valider la chaine de communication RTE/Agrégateur (RO)/EDA.	La proposition formulée par BHC Energy a été discutée dans le cadre de la concertation en 2017 (cf. partie 3.3.2 du rapport de concertation RR/RC 2018). La concertation a fait apparaître que ce test unique ne permettait pas d'apprécier : (i) le maintien des performances des sites auprès du nouvel agrégateur et (ii) la puissance fiable pouvant être transférée compte-tenu de la composition de l'EDA d'origine et de l'EDA cible.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
EDF	A priori les difficultés pointées sur l'utilisation des méthodes par historique et par prévision ne porteraient que sur les EDA profilées, éligibles aux méthodes par prévision et par historique respectivement aux dates E et E' (cf. Règles MA-RE v8.4). EDF s'interroge donc sur le périmètre proposé pour le retrait de sites du périmètre agréé et considère que les modalités de l'article 3.2.5. ne sont pas applicables aux EDA profilées pour lesquelles la méthode de contrôle du réalisé appliquée est différente de celle du rectangle simple. Les autres EDA doivent pouvoir prétendre en revanche aux dispositions de cet article.	RTE partage l'analyse d'EDF et a modifié le contrat en conséquence.
EDF	RTE a ajouté des dispositions qui consistent à préciser que les échecs à une demande d'agrément en vue d'améliorer les performances d'une EDA agréée peuvent conduire à retirer l'agrément initial. EDF considère que ces dispositions sont inappropriées dans la mesure où l'amélioration des performances techniques reste un objectif louable et souhaitable qu'il ne convient pas de brider. 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. Elles reviennent par ailleurs à considérer l'EDA agréée au même titre qu'une nouvelle EDA sans agrément ce qui serait disproportionné. EDF souhaite que dans ce type de situation, l'EDA puisse faire au moins un test supplémentaire aux conditions de l'agrément initial.	RTE a clarifié les dispositions du contrat en vigueur. Pour rappel, le critère de défaillance à l'activation pouvant conduire au retrait de l'agrément initial est de livrer 80% de la puissance demandée en moyenne sur un pas 30'. Deux échecs sur les 5 dernières activations sont nécessaires pour le retrait de l'agrément. Ces tolérances limitent le risque de perte de l'agrément initial lors d'une tentative d'améliorer les performances. Par ailleurs, RTE rappelle qu'il est attendu des acteurs qu'ils fiabilisent les puissances à agréer préalablement au démarrage de la procédure d'agrément. Un éventuel échec au regard du critère de 80% doit amener l'acteur à fiabiliser la capacité qu'il propose en réserve.
Energy Pool	Energy Pool ne voit pas comment il est possible, en l'état actuel de la rédaction des modalités relatives à l'agrément, d'agréer simultanément des sites provenant de 2 EDA différentes (plus d'éventuels sites hors périmètre d'ajustement). Il est à noter qu'un agrément des deux sous-parties d'EDA suivi de la fusion de ces deux agréments ne serait pas possible au vu du règlement actuel (cf. commentaire sur le paragraphe 7), mais surtout qu'une telle fusion ne permettrait pas de profiter du foisonnement des sites entre eux au moment des tests d'agrément. Energy Pool propose, soit de modifier le paragraphe 3.1.3 pour que celui-ci puisse être appliqué à des sites de plusieurs EDA différentes, soit de rajouter un paragraphe spécifique.	RTE souhaite que les acteurs constituent les EDA à agréer avant de démarrer la procédure d'agrément. La concertation n'a pas permis, à date, de faire émerger un processus permettant de réaliser des tests sur un périmètre de sites partagés entre deux EDA. RTE propose d'approfondir cette question dans le cadre de la concertation en 2019.
Energy Pool	Energy Pool s'interroge sur les conséquences que peut avoir un test d'activation sur une EDA déjà engagée sur un contrat (RR/RC, AOE, …) avec un autre acteur? Notamment sur l'observabilité, ou en cas de défaillance directement liée à ce test hors MA. Energy Pool propose que, pour toute défaillance directement causée par une activation de RTE au profit d'un autre acteur d'ajustement, aucune pénalité ne peut être applicable à l'acteur d'ajustement qui a des contrats en cours avec les sites de cette EDA.	RTE a clarifié la rédaction la rédaction de l'article 3.1.7 des modalités d'agrément dans le sens de la proposition d'Energy Pool.
Energy Pool	Energy Pool s'étonne que dans le cas où l'acteur d'ajustement demanderait des tests complémentaires, ce nombre d'activations doive être strictement égal à 5. En effet le paragraphe 3.2.3 précise bien qu'il est possible de valider l'agrément par 4 activations réussies si l'historique n'en comprend que 4. Energy Pool est favorable à ce que le nombre d'activations nécessaires pour la prise en compte de l'Historique passe à 4, conformément au nombre minimal d'activations réussies dans le cadre d'un agrément par tests d'activations.	Le critère de réussite décrit à l'article 3.2.3 permet bien de faire un agrément avec un historique de 4 activations réussies. Dans ce cas, l'acteur n'est pas contraint, par l'article 3.2.1, de demander une activation complémentaire (l'acteur « peut » demander des tests supplémentaires).

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
Energy Pool	Energy Pool s'étonne qu'il ne soit pas précisé quelle est la Pmaxsites retirés à utiliser si celle-ci a changé entre les activations de l'historique et la période d'agrément. Energy Pool propose qu'il soit précisé que la Pmax sites retirés soit celle en vigueur au moment de chaque activation de l'historique.	RTE intègre cette précision au contrat.
Energy Pool	Energy Pool constate qu'il est possible de faire un agrément par historique lors du retrait de sites du périmètre Agréé mais qu'aucune précision n'est fournie s'agissant de l'ajout d'un site agréé à un autre périmètre agréé (comme pour une fusion d'EDA mais à une échelle plus fine). Ce dernier point permettrait d'augmenter la flexibilité des acteurs et d'optimiser les EDA vieillissantes.	RTE rappelle que la notion d'agrément n'est valable qu'à la maille d'une EDA. L'agrément n'est pas attaché individuellement aux sites. Ce point a été largement discuté dans le cadre de la concertation conduite en 2017 en lien avec la question du transfert des capacités entre acteurs (cf. rapport de concertation RR/RC 2018). A date, la concertation n'a pas permis de faire émerger une solution satisfaisante permettant de transférer des sites d'une EDA à une autre sans procéder à de nouveaux tests d'agrément.
Energy Pool	La formule pour vérifier si le DMO a bien été respecté peut amener à une division par 0 si IA+10min-FD=DMO, ce qui peut notamment être le cas pour un DMO 9 minutes. Energy Pool souhaiterait s'assurer de la formule effectivement prise en compte par RTE dans ce cas précis.	L'article 5.1 des modalités d'agrément précise que, si l'instant IA-DMO et IA sont sur le même pas 10 minutes (couvre le cas pointé par Energy Pool), le DMO est respecté si : $$E_{P10M(D)} \geq \left(P + P_{inj} - PA\right) \times (F_D - IA)$$
Energy Pool	Pour faire gagner du temps à RTE et aux acteurs, nous proposons de préciser dans ce paragraphe que les agréments octroyés fin 2018 selon les modalités du contrat 2019 peuvent être utilisés dès la fin 2018.	La rédaction proposée par RTE vise à clarifier les modalités de reconduction des agréments et les procédures à considérer en fonction de la date de constitution de l'EDA à agréer : - si l'EDA (incluant le périmètre agréé) est constituée au plus tard le 1er décembre 2018, c'est la procédure d'agrément 2018 qui s'applique et l'agrément est reconduit en 2019 sous réserve du respect des critères de maintien ; - si l'EDA (incluant le périmètre agréé) est constituée postérieurement au 1er décembre 2018, la procédure d'agrément 2019 doit être appliquée, faute de quoi l'agrément ne sera plus valable en 2019.
Engie	L'article 1.2.1 précise que "Tout Agrément résultant d'une Demande d'Agrément effectuée par le Titulaire au titre des modalités prévues au contrat RR-RC de 2018 sera retiré au 1er janvier 2019 si l'EDA à Agréer n'est pas constituée des Sites du Périmètre à Agréer au plus tard le 1er décembre 2018." Comme l'obtention de l'agrément dépend de RTE et non du Titulaire, ENGIE souhaite que soit précisé que "Pour une Demande d'Agrément effectuée avant le 1er décembre 2018, selon les conditions et modalités prévues au contrat de mise à disposition de Réserves Rapide et Complémentaires (RR-RC) de 2018, l'agrément technique octroyé sera reconduit en 2019" de sorte que l'obtention de l'agrément après le 1er décembre 2018 ne soit pas une cause de retrait de l'agrément en 2019.	
Engie	L'article 1.2.1 précise que "L'obtention de l'Agrément se concrétise par l'ajout de l'EDA ou la modification des caractéristiques techniques de l'EDA au sein de l'Annexe 3. RTE Notifie l'Annexe 3 mise à jour au Titulaire. Cette modification est effective au jour de la réception de la Notification de l'Annexe 3 mise à jour." Or, en pratique, il existe un délai entre le résultat de l'analyse par RTE des demandes d'agrément et la notification de l'annexe 3 mise à jour. Engie propose : « RTE Notifie l'obtention de l'agrément au Titulaire, et transmet l'Annexe 3 mise à jour au Titulaire. Cette modification est effective au jour de la réception de la Notification par RTE. »	RTE joint l'annexe 3 mise à jour à la notification du résultat de la procédure. L'annexe 3 fait foi pour identifier les EDA agréées.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
Engie	La définition de la période d'agrément est ambigüe. Dans le cas usuel où les puissances P_JO et P_JNO sont égales, la période d'agrément est de 15 jours, par ailleurs RTE doit réaliser 5 tests d'activation. L'expérience montre que, dans cette période de 15 jours, le moindre aléa peut entrainer des situations de blocage, au bout desquelles RTE n'a plus le temps de réaliser la totalité des tests d'activation. ENGIE demande que RTE corrige la définition de la période d'agrément en prenant en compte les contraintes pratiques des tests.	RTE a concerté en 2016 (pour les contrats 2017), le passage à une période d'agrément réduite à 15 jours afin de réduire la durée de la procédure d'agrément. RTE fait ses meilleurs efforts pour réaliser les tests dans cette période. Dans les cas, très rares, où la période est insuffisante pour réaliser les tests (notamment parce que beaucoup de procédures d'agrément sont conduites simultanément), RTE se rapproche de l'acteur pour trouver une solution satisfaisante, pouvant consister à prolonger la période d'agrément.
Engie	L'article 3.1.3 précise que "Le prix des Offres doit être inférieur ou égal à max (200 €/MWh, min (Prix Spot de Référence sur la plage de prix)) sur toutes les plages de prix constitutives de la Période d'Agrément. Le non-respect de cette exigence conduit à l'échec de la procédure d'Agrément." Ainsi la procédure d'agrément peut échouer sur une erreur minime sur le prix d'offre, cela est extrêmement dur. ENGIE propose que RTE introduise une tolérance sur ce critère, par exemple un volume d'heures (24h) où le dépassement est autorisé.	Le fait d'autoriser une période sur laquelle le prix d'offre pourrait excéder le plafond conduirait à des situations où RTE serait contraint de rémunérer un prix supérieur au plafond pour une, voire deux activations. On ne peut pas exclure que des acteurs offrent délibérément un prix supérieur sur toute la durée de la tolérance. Il sera alors très difficile, pour RTE, de différencier l'erreur opérationnelle de la manipulation volontaire. Par ailleurs, RTE instruira dans la concertation des contrats 2020 une solution consistant à (i) ne pas imposer, dans les modalités d'agrément, de contrainte sur les prix d'offres (et donc exclure tout possibilité d'échec lié au prix d'offre) et à (ii) caper la rémunération des ajustements concernées. Ces modalités, prévues par l'article 4.6.1.1.7 des règles MA-RE en vigueur, nécessitent toutefois des évolutions du système d'information RTE.
Engie	L'article précise que "Pour les EDA de type Injection et à l'exception des EDA constituées de groupes de production hydraulique, le Programme d'Appel et la Puissance injectée sur le réseau public d'électricité doivent être inférieurs ou égaux à 1,05 x Pmin prod tel que déclarée dans la Demande d'Agrément depuis au moins douze (12) heures avant l'Instant d'Activation (hors Puissance injectée dans le cadre d'Activation de l'EDA sur le MA)." Nous nous interrogeons sur la pertinence du délai de 12h. Après une période d'indisponibilité technique suite à un aléa, les groupes de production ont besoin de réaliser un essai pour valider le retour à disponibilité. Ainsi le délai de 12h supplémentaire, couplé avec la durée maximale d'indisponibilité de 24h, peut rallonger la période d'agrément de plusieurs jours (au moins 3), alors même que le groupe de production est disponible. ENGIE propose que suite à un aléa conduisant à une indisponibilité technique, ce délais ne soit pas pris en compte, ou réduit à 2h maximum.	Afin de minimiser la durée de la période d'agrément tout en maintenant le principe de tester les unités de production à froid, RTE propose de porter à 36h la durée maximale d'indisponibilité permettant de reprendre, sans délai supplémentaire, la procédure d'agrément. RTE a mis à jour l'article 3.1.3 des modalités d'agrément.
REstore	Les 2 précédentes consultations n'ont pas permis de résoudre pleinement la problématique du coût important de préqualification de capacités (initiale ou lors d'un transfert) : le concept de "carte d'identité" qui aurait permis de limiter fortement le nombre et la durée des tests pour requalifier un site lors d'un transfert n'a pas été retenu, de même que la possibilité de rémunérer les tests d'activation au coût réel (cap à 200€/MWh pour une offre déposée, et absence de rémunération quand le site est déjà engagé dans un périmètre).	RTE rappelle que le contrat prévoit déjà une possibilité d'agrément hors périmètre, permettant de transférer des sites d'un acteur vers un autre sans interruption de l'engagement en réserve et donc sans perte de prime fixe. Cette modalité est largement utilisée par les acteurs.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
	Malgré l'avancée acceptée par RTE sur l'encadrement de la durée maximale des tests, ce coût reste un obstacle à un transfert sans obstacles de sites entre périmètres. REstore propose donc qu'une 3ème alternative soit étudiée, fondée sur la prise en charge du surcoût liée au test directement dans la rémunération de l'offre de mise à disposition : afin que les acteurs se trouvent sur un pied d'égalité parfait au moment de formuler une offre associée à un site, l'acteur qui ne dispose pas encore du site dans son portefeuille et doit donc supporter les coûts de préqualification pourrait bénéficier d'un bonus de rémunération ou d'une garantie de prise en charge ad hoc du coût de requalification du site lui permettant de couvrir le coût des tests. Pour cela, REstore propose qu'une enveloppe financière soit prévue et inclut dans le coût total de contractualisation. Afin de garantir que cela ne conduise pas au final à un coût supplémentaire significatif, REstore propose que cette enveloppe soit limitée, suffisante pour assurer le transfert d'un nombre minimal de sites. En effet, dans la mesure où mes autres solutions proposées pour limiter le coût des tests d'activation et faciliter les transferts de sites n'ont pas été retenues, REstore considère qu'une autre alternative doit être étudiée. A ce titre, REstore considère les éléments de REX (partiel) transmis à l'oral par RTE s'agissant du nombre de sites ayant fait l'objet d'un transfert entre acteurs entre 2017 et 2018 comme non satisfaisant : ce chiffre ne démontre aucunement que les transferts de sites sont aujourd'hui facilités, et reflète très certainement en partie des "mouvements" constatés sur le marché de la flexibilité entre 2017 et 2018, certaines société ayant opéré dans changement d'activités significatifs conduisant de fait à une réallocation probable de leurs capacités engagées en RR/RC.	RTE introduit également, au sein des contrats RR/RC 2019, une nouvelle modalité permettant de caper le coût des agréments (durée maximale des tests). Il conviendra d'observer les effets de cette mesure sur les transferts de sites entre acteurs. Par ailleurs, la proposition formulée par REstore pose plusieurs questions : - la prise en charge, par la collectivité, du coût des agréments nécessaires lors du transfert de capacités d'un acteur à un autre conduit à privilégier le transfert de capacités existantes par rapport au développement de nouvelles capacités qui peuvent avoir un coût de mise à disposition plus faible mais reflètent, dans leurs offres, le coût de leur agrément initial. En supposant que la solution proposée ait un effet positif sur le transfert entre acteurs, elle défavorise le développement de nouvelles filières et l'entrée sur le marché des réserves de nouveaux actifs. L'impact sur le coût social de constitution des réserves serait donc à étudier ; - la mise en œuvre d'une telle disposition doit être précisée : les offres RR/RC, et donc le bonus/la garantie de prise en charge des coûts d'agrément, sont définis à la maille d'un portefeuille. Il est nécessaire de définir la manière dont RTE pourra faire le lien entre les offres des acteurs, leurs demandes de financement de procédures d'agrément et les procédures effectivement conduites pendant l'exécution du contrat. En conséquence, RTE considère que la proposition de REstore ne peut être déclinée dans les contrats RR/RC 2019.
Autres : Régime de pénalité		
EDF	L'application de la défaillance relative à l'absence d'utilisation d'EDA 9 minutes semble liée à la fois au remplacement d'EDA agrées avec un DMO 9 minutes par des EDA agrées avec un DMO 13 minutes et à la notification de cette substitution. Pour autant, si la substitution a bien été effectuée, le besoin en réserves rapides de RTE est rempli, quand bien même la notification n'aurait pas pu être réalisée. EDF souhaite par conséquent une gradation de la pénalité lorsque la notification n'a pas été réalisée et propose que, dans ce cas, la pénalité soit égale à la pénalité de substitution + une pénalité de 20 €/MW. Comme pour les défaillances indiquées au 3.1.2 du contrat, c'est bien dans ce cas le formalisme des déclarations qui n'a pas été respecté mais le service demandé est bien rempli. Ajouter au 3.1.5 : "Si seule la Notification de l'utilisation d'EDA Agrées 13 minutes n'a pas pu être réalisée, le titulaire est redevable d'une pénalité égale à : Pénalité jour J = Pdéfaillante* (PFJ,13030 + 20€/MW)"	L'article 3.1.5 du contrat RR/RC en vigueur prévoit que la proposition, au sein de la liste d'engagement, d'une EDA agréée avec un DMO 13' pour répondre à un engagement de 9' donne lieu à une pénalité réduite (proportionnelle à $PF_{J,\ 13030}$) lorsque (i) le DMO est la seule caractéristique non-conforme et (ii) le titulaire notifie explicitement à RTE cette substitution préalablement à l'heure limite d'accès au réseau. Lorsque l'une de ces conditions n'est pas remplie, la proposition d'une EDA agréée avec un DMO 13' pour répondre à un engagement de 9' donne lieu à une défaillance relative à la conformité de la liste d'engagement (pénalités proportionnelles au prix spot).

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
		RTE propose, au sein du contrat 2019, de supprimer l'exigence de déclaration explicite avant l'HLAR. Ainsi, la pénalité réduite prévue à l'article 3.1.5 s'appliquera lorsque l'acteur propose, au sein de la liste d'engagement, une EDA agréée avec un DMO 13' pour répondre à un engagement de 9' si le DMO est la seule caractéristique non-conforme.
EDF	Article 3.1.2 Le titre pourrait être davantage explicite sur le sens de cette pénalité : « Défaillances relatives aux déclarations de la liste d'engagement avant l'Heure Limite d'Acces au Réseau. »	Le cas de défaillance décrit à l'article 3.1.2 concerne la déclaration des listes d'engagement mais également des offres d'ajustement; RTE propose donc de maintenir le titre initial.
Energy Pool	Article 3.2.3 du contrat « Défaillance relative au manque de puissance constaté sur plusieurs Activations d'une EDA proposée dans la Liste d'Engagement » et article 8.3.2 des modalités d'agrément « Réussite statistique des Activations concernant l'EDA Agréée » Energy Pool s'interroge sur la mise en œuvre effective d'un tel dispositif : en effet, comment ce contrôle "glissant" pourra-t-il s'opérer en cas de changement de périmètre de l'EDA concernée (par exemple si un site de l'EDA en 2018 n'est plus présent dans l'EDA en 2019) ? D'un point de vue juridique, le caractère rétroactif de cette mesure, associé au fait que les contrats de RTE sont des contrats d'adhésion, nous paraît contestable...voire abusif. En outre, une telle mesure nous semble inciter les acteurs à redéfinir tous les ans les périmètres de leurs EDA pour éviter, le cas échéant, de supporter le "passif" des EDA les moins performantes. Ceci occasionnera donc des demandes de modifications (et agréments associés) supplémentaires pour RTE, et donc un surcoût pour le GRT... Nous pensons qu'une telle mesure est disproportionnée par rapport aux gains qu'elle apporterait à RTE (risques : risques juridiques, complexités de la réalisation du contrôle compte tenu des périmètres mouvants des EDA...vs opportunités : accroissement (dans quelle mesure ?) de la fiabilité des EDA ?)	Après la période d'agrément, le contrôle des activations (CRMA) conduit à une pénalité si le volume délivré est inférieur à 80% du volume demandé. Ce critère, seul, peut conduire à ce que les acteurs ne fiabilisent, sur la durée, que 80% de la puissance engagée. Le contrôle détaillé à l'article 3.2.3 du contrat permet de maintenir une incitation à fiabiliser 100% du volume contractualisé. Il en est de même pour le contrôle décrit à l'article 8.3.2 des modalités d'agrément. Par ailleurs, ce contrôle est indépendant des sites constitutifs de l'EDA et vise à comparer, sur une EDA agréée, les puissances demandées et réalisées sur les 10 dernières activations. Le réagencement des EDA et l'éventuelle demande de ré-agrément des EDA les moins performantes vont dans le sens d'une fiabilisation des moyens mis à disposition en RR/RC. La situation opposée, dans laquelle les acteurs ne suivraient pas la performance de leurs EDA, ne paraît pas souhaitable. Enfin, le fait que ce contrôle soit basé sur un historique incluant des activations antérieures au début du contrat ne semble pas induire de risque juridique. RTE rappelle par ailleurs que ce même principe est retenu pour la reprise des agréments d'un contrat sur l'autre.
Energy Pool	Article 3.1.2 Energy Pool comprend l'intérêt pour RTE d'inciter les acteurs à envoyer leurs listes d'engagement dans les temps mais trouve que la pénalité associée est particulièrement excessive et inadaptée.	La rédaction de l'article 3.1.2 du contrat RR/RC en vigueur laisse entendre qu'une pénalité de 20€/MW est décomptée pour chaque pas demi-horaire de la journée. Or, cette pénalité de 20€/MW est appliquée pour la journée entière et non pour chaque pas demi-horaire de la journée. RTE a précisé la rédaction du contrat.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
Engie	L'article 3 du contrat RR/RC précise que "Les pénalités prévues dans le cadre des Règles MA-RE s'appliquent de plein droit, indépendamment des pénalités appliquées au titre du présent Contrat.(...) Les pénalités résultant de cas différents se cumulent, sauf mention contraire." De plus, avec la mise en œuvre du mécanisme de capacité, le mécanisme d'ajustement permet aussi de contrôler et de collecter les capacités disponibles les jours PP2. Ainsi, lors d'une activation au MA, une EDA peut être activée par RTE au titre de 3 dispositifs différents, sans que l'acteur d'ajustement connaisse le motif de l'ordre d'ajustement. En cas de défaillance, RTE peut, arbitrairement, et a posteriori, choisir et cumuler les pénalités sur le mécanisme qui lui convient le mieux. Les modalités de contrôle et de pénalités devraient être mieux encadrées, et explicitées afin de rendre ce marché plus transparent, et de permettre à chaque acteur de prendre en compte le risque lié à un aléa.	L'activation d'une offre d'ajustement sur une EDA engagée en réserve rapide ou complémentaire donne lieu aux contrôles et, en cas de défaillance, aux pénalités prévues au contrat RR/RC. Ce dernier définit de manière univoque, les critères de défaillance et le montant des pénalités associées. RTE invite Engie à solliciter une réunion bilatérale afin de préciser les modalités de contrôle et de pénalités qu'il souhaite clarifier.
REstore	REstore renouvelle sa remarque faite lors des 2 précédentes consultations s'agissant du caractère déséquilibré et non incitatif du modèle actuel de pénalité à déclarer une indisponibilité connue à l'avance à RTE : REstore salue le renouvellement de la pénalité réduite en cas d'aléa technique, mais regrette son champ d'application trop limité, excluant les défaillances liées à des maintenances standard. Pour être réellement efficace, une pénalité réduite limitée à 4x le montant de la prime fixe sur le pas de temps considéré devrait être appliquée systématiquement (hors arbitrages SPOT), afin d'inciter les acteurs à déclarer à RTE toutes leurs indisponibilités. Sans cela, un acteur a intérêt à ne pas les déclarer, avec en espérance une pénalité qui sera plus faible que s'il l'avait fait. En effet, la faible probabilité d'une activation qui tomberait au moment d'une indisponibilité conduit à annuler le niveau 40x plus élevé de la pénalité associée. Pour contrebalancer ce déséquilibre, il convient soit d'augmenter encore la pénalité appliquée en cas d'activation ratée (disproportionnée), soit d'augmenter la probabilité d'être activé (tests aléatoires, activations ors préséance -> vertueux), soit de diminuer la pénalité associée à une déclaration de l'indisponibilité, quel que soit le motif (hors arbitrage SPOT).	RTE souhaite (i) inciter les acteurs à rendre le service attendu et (ii), le cas échéant, à déclarer leur défaillance au plus tôt. Afin de réduire le risque financier subi par les acteurs en lien avec les aléas techniques exceptionnels, RTE a introduit un régime de pénalités spécifique. En dehors de situations d'aléa techniques, il est attendu des acteurs qu'ils rendent le service attendu. Une réduction de la pénalité associée aux défaillances déclarées (hors aléas techniques) irait théoriquement dans le sens d'une réduction de la fiabilité du service (réduction des marges prises par les acteurs, absence de secours pour couvrir les besoins de maintenance, etc.). RTE souhaite consolider le retour d'expérience relatif au régime de pénalité spécifique en cas d'aléa technique avant de proposer d'autres évolutions du régime de pénalités.
Autres		
EDF	Article 5.1 : correction de la date (1er janvier 2019)	Correction effectuée
EDF	Annexe 7 : le 3.1. semble plutôt être une nouvelle annexe	Correction effectuée
EDF	D'un point de vue pratique, pour une meilleure gestion opérationnelle, EDF souhaite que RTE fasse un retour (message d'erreur) en cas d'erreur sur les CUO renseignées dans le fichier CT_CE. Actuellement, le fichier n'est pas rejeté et ne fait l'objet d'aucun message d'erreur. Par ailleurs, les retours via SYGA en cas d'erreur sur les offres mériteraient d'être clarifiés pour faciliter leur interprétation : EDF est prêt à collaborer dans cet objectif.	RTE travaille actuellement à améliorer les alertes transmises aux acteurs relatives aux déclarations défaillantes en J-1 et J. Par ailleurs, RTE engagera, à partir de 2019, une refonte du front office pour les offres d'ajustement spécifiques. RTE propose de traiter la demande d'EDF dans ce cadre.

Acteur	Contribution	Réponse de RTE
Engie	RTE a ajouté deux nouveaux 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.	Lors des précédents appels d'offre, les codes sites communiqués par les candidats ne permettaient pas toujours l'identification des sites et des EDA auxquelles ils étaient rattachés En effet, les codes mentionnés par les candidats n'étaient pas systématiquement ceux utilisés par les GRD et RTE dans le cadre du processus de gestion des périmètres d'ajustement. Les informations additionnelles demandées par RTE visent à permettre l'identification univoque des sites par RTE dans le processus de contrôle des offres techniques.