Réserves Rapide et Complémentaire

Rapport de concertation relatif aux modalités contractuelles pour la mise à disposition des réserves rapide et complémentaire à partir du 1er janvier 2018

TABLE DES MATIERES

1. Objet de la concertation 4

2. Organisation de la concertation 4

3. Remarques des acteurs concernant le projet de contractualisation 5

3.1 Modalités relatives à l'appel d'offres 5

3.1.1 Limites relatives au nombre et à la précision des prix d'offre 5

3.1.2 Modalités de participation des capacités diffuses 6

3.1.3 Prise en compte des capacités pouvant être offertes en produits standards 8

3.1.4 Prise en compte des capacités à DMO court 10

3.1.5 Prise en compte des offres indivisibles 10

3.1.6 Traitement des offres mensuelles 10

3.2 Modalités contractuelles 11

3.2.1 Calcul de la puissance talon pour le contrôle de disponibilité des EDA soutirage 11

3.2.2 Prise en compte des capacités sans contrainte de stock 11

3.2.3 Régime de pénalités spécifique en cas d'aléa technique 12

3.2.4 Facilitation du marché secondaire 14

3.3 Procédure d'agrément 15

3.3.1 Articulation entre l'agrément RR/RC et la certification aux services système 15

3.3.2 Modalités simplifiées pour le transfert de capacités agréées 16

3.3.3 Délai de carence entre deux procédures d'agrément 19

3.4 Étude économique relative aux échéances de contractualisation 20

3.5 Calendrier de contractualisation 20

4. Réponses détaillées 22

1. OBJET DE LA CONCERTATION

Le Code de l'énergie prévoit que *« le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau ».*

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 survenant en temps réel. Pour la constitution de ces réserves, RTE doit respecter les exigences établies par l'ENTSO-E, dont celles du 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 (RTE : périmètre France) ;
- que le dimensionnement des réserves disponibles en moins de 15 minutes repose sur un aléa dimensionnant correspondant à 1500 MW pour RTE (perte du plus gros groupe de production couplé au système électrique français).

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

Ainsi, RTE doit disposer en permanence de :

- 1000 MW de capacités activables en moins de 15 minutes et pendant 2h (« réserve rapide ») ;
- 500 MW de capacités activables en moins de 30 minutes et pendant 1h30 (« réserve complémentaire »).

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

RTE constitue les réserves rapide et complémentaire par appel d'offres. Les contrats issus du dernier appel d'offres courent jusqu'au 31 décembre 2017.

Un nouvel appel d'offres (« appel d'offres 2018 » dans la suite) sera conduit en septembre 2017 afin de contractualiser les réserves rapide et complémentaire pour la période allant du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2018.

Afin de préparer cet appel d'offres et de définir les modalités contractuelles relatives à la mise à disposition des réserves rapide et complémentaire à partir du 1er janvier 2018, RTE a mené une concertation avec les acteurs du marché dans le cadre de la Commission Accès au Marché du CURTE.

2. ORGANISATION DE LA CONCERTATION

Le 24 avril 2017, RTE a organisé une réunion de travail avec les acteurs du marché visant à définir les modalités du prochain appel d'offres. Cette réunion a permis à RTE de proposer des pistes d'évolution du dispositif.

Le 16 mai 2017, RTE a organisé une réunion de partage avec les acteurs ayant manifesté un intérêt pour les sujets du transfert de capacités agréées, du régime de pénalités en cas d'aléa technique et de la mise à disposition simultanée de réserve rapide/complémentaire et de services système.

Le 6 juin 2017, RTE a publié, sur le site *concerte.fr*, un appel à contributions relatif aux modalités contractuelles pour la mise à disposition des réserves rapide et complémentaire à partir du 1er janvier 2018. Les acteurs ont pu formuler leur réponse jusqu'au 20 juin 2017. La proposition de RTE, présentée dans l'appel à contributions, reprend très largement les modalités mises en œuvre pour les contrats couvrant la période du 1er janvier au 31 décembre 2017 et apporte des évolutions tenant compte des retours d'expérience. Les principales évolutions proposées ou soumises à débat par RTE concernaient :

- les modalités d'agrément des capacités ;
- le régime de pénalités ;
- la prise en compte des capacités dont les caractéristiques permettent la soumission d'offres standards.

Sept acteurs de marché ont répondu à l'appel à contributions : Alpiq Energie France, EDF, Energy Pool, Engie, Restore, Smart Grid Energy et Voltalis.

Le 5 juillet 2017, RTE a organisé une réunion avec les acteurs du marché. Lors de cette réunion, RTE a présenté une synthèse de l'appel à contributions et a soumis à discussion ses premières propositions d'orientation.

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

La partie 3 du présent rapport propose une synthèse des contributions, la réponse de RTE et indique l'orientation retenue par RTE pour chacun des sujets majeurs sur lesquels les acteurs se sont exprimés. La partie 4 reprend l'ensemble des remarques formulées par les acteurs et y apporte des réponses détaillées.

3. REMARQUES DES ACTEURS CONCERNANT LE PROJET DE CONTRACTUALISATION

De manière générale et à l'exception des évolutions listées ci-après, RTE maintiendra les modalités de contractualisation en vigueur en 2017 pour l'appel d'offres 2018.

3.1 Modalités relatives à l'appel d'offres

3.1.1 Limites relatives au nombre et à la précision des prix d'offre

Lors des précédents appels d'offres, le nombre de prix soumis par les candidats pour chaque période n'était pas limité. Cette situation peut générer une complexité élevée. Afin de garantir sa capacité à délivrer les résultats dans un délai restreint, RTE a proposé, au sein de l'appel à contributions, de limiter à 50 le nombre de prix différents soumis par candidat (toutes offres commerciales confondues) et par période temporelle. Ainsi, un candidat pourra soumettre :

- au plus 50 prix pour chaque période hebdomadaire Jour Ouvrés ; et
- au plus 50 prix pour chaque période hebdomadaire Weekend et Jours Fériés ; et
- au plus 50 prix pour chaque période mensuelle ; et
- au plus 50 prix pour la période annuelle.

En complément, RTE a proposé de ramener la précision des prix d'offre au centime d'euro par MW.

Les nouvelles contraintes proposées par RTE permettent de limiter la complexité sans modification de la stratégie de formulation des offres par les acteurs et sans modification du classement des offres.

5 acteurs (Restore, Energy Pool, Smart Grid Energy, EDF et Engie) se sont prononcés sur ces propositions et ont tous émis un avis favorable.

RTE mettra donc en œuvre, au sein de l'appel d'offres 2018, les modalités précitées relatives au nombre et à la précision des prix d'offre.

3.1.2 Modalités de participation des capacités diffuses

3.1.2.1 Formulation des offres techniques

Lors des précédents appels d'offres, le règlement de consultation imposait au candidat de soumettre, au sein de son offre technique, l'attestation de l'accord de chaque site d'être rattaché au périmètre d'ajustement du candidat pendant les périodes pour lesquelles une offre a été déposée. Un modèle était fourni pour cet accord.

Pour les capacités constituées de nombreux sites dont les utilisateurs sont des sociétés ou personnes physiques différentes, certains acteurs ont indiqué qu'il était difficile de collecter ces accords. Ainsi, RTE a proposé, au sein de l'appel à contribution, d'introduire des modalités spécifiques pour les capacités diffuses : en lieu et place du modèle d'attestation d'accord annexé au règlement de consultation, le candidat devra soumettre, pour chaque site, un document signé par le site (format libre) attestant du consentement du site à réaliser des ajustements au sein du portefeuille du candidat. La date de signature devra être postérieure au 1er avril 2015.

Ainsi, l'évolution proposée constitue un assouplissement par rapport aux modalités précédemment en vigueur au sens où elle introduit un degré de liberté supplémentaire dans le format et la date de signature des accords.

RTE a proposé d'appliquer les modalités spécifiques précitées aux candidats proposant plus de 70 sites de puissance souscrite unitaire inférieure à 1 MW dont les utilisateurs sont des sociétés ou personnes physiques différentes.

Energy Pool et Smart Grid Energy se sont montrés favorables aux propositions de RTE. Engie et Voltalis ont indiqué que ces propositions ne répondaient pas aux contraintes spécifiques des capacités diffuses et que l'obtention d'un engagement explicite de chaque site n'était pas atteignable. Aucune proposition alternative n'a toutefois été formulée.

RTE rappelle que, au titre des règles MA-RE, les acteurs d'ajustement doivent obtenir l'accord explicite de l'ensemble des sites qu'ils intègrent à leur périmètre d'ajustement. La disposition proposée par RTE vise uniquement à garantir que les candidats à l'appel d'offres ont bien établi un lien contractuel avec les sites qu'ils proposent en réserve. La seule contrainte est donc de transmettre les accords explicites des sites à obtenir par l'acteur d'ajustement dans le cadre de la participation aux règles MA-RE. Sans cette vérification dans le cadre de l'appel d'offres RR/RC, il existe un risque significatif que certains acteurs proposent des capacités dont la participation au sein de leur périmètre n'est pas acquise pour ensuite demander la résiliation de leur contrat. Ces acteurs seraient ainsi en position de manipuler le prix des réserves. Dès lors, la transmission des accords candidat-site au sein des offres techniques est indispensable à l'émergence d'un prix non-biaisé.

En conséquence, RTE mettra en œuvre les modalités proposées dans l'appel à contribution relatives à la formulation des offres techniques pour les capacités diffuses.

3.1.2.2 Condition de retrait de l'agrément des capacités diffuses

Les contrats en vigueur prévoient que tout retrait d'un site constitutif d'un périmètre de sites agréé donne lieu au retrait de l'agrément par RTE. Pour les capacités constituées de nombreux sites, cette modalité peut conduire à un retrait fréquent de l'agrément alors même que le retrait du site n'a qu'un impact marginal sur les caractéristiques de l'EDA.

Ainsi, RTE a proposé, au sein de l'appel à contribution, que, pour les capacités diffuses (EDA constituées de plus de 70 sites de puissance souscrite unitaire inférieure à 1 MW), l'agrément puisse être maintenu suite à la perte de site(s) dès lors que :

$$\sum Puissances\ souscrites\ des\ sites\ retirés\ du\ périmètre\ agréé \leq 5\%\ \mathrm{P}_{agréée}$$

$$\text{et } \sum Puissances\ souscrites\ des\ sites\ retirés\ du\ périmètre\ agréé \leq 1\ \mathrm{MW}.$$

Ces critères permettent de maitriser la variation potentielle de capacité d'ajustement sans ré-agrément.

La puissance souscrite des sites retirés du périmètre agréé est évaluée en comparant le périmètre de l'EDA au mois M par rapport au périmètre agréé initialement (et non par comparaison avec le mois M-1). Ainsi, pour une EDA agréée constituée initialement de 2000 sites de de puissance souscrite égale à 12 kW, le retrait de 50 sites (0,6 MW) au mois M puis de 50 autres sites (0,6 MW) au mois M+1 conduit au retrait de l'agrément en M+1.

Energy Pool et Engie sont favorables à la proposition de RTE. Smart Grid Energy est défavorable à cette proposition et considère que la procédure d'agrément sur la base de l'historique suite au retrait de sites (article 5.3.2.2 de la procédure d'agrément en vigueur) introduite en 2017 est suffisante. Enfin, Voltalis considère que les critères proposés sont trop sévères et propose de remplacer les modalités de retrait d'agrément par un contrôle régulier basé sur un test d'activation.

Sur la base des évolutions de périmètre constatées à ce jour, RTE considère que la proposition formulée au sein de l'appel à contributions permet de limiter le nombre de demandes de ré-agrément lorsque l'évolution des périmètres n'a pas d'impact significatif sur la capacité agréée. Elle permet donc de simplifier les procédures administratives, tant pour l'acteur que pour RTE, sans compromettre la fiabilité des capacités offertes en réserve. Lorsque la variation du périmètre devient significative, la procédure d'agrément sur la base de l'historique suite à retrait de sites permet, comme rappelé par Smart Grid Energy, de renouveler l'agrément sans procéder à de nouveaux tests réels de capacité.

Ainsi, RTE mettra en œuvre, au sein du contrat 2018, les modalités proposées dans l'appel à contributions relatives aux conditions de retrait de l'agrément pour les capacités diffuses.

3.1.2.3 Expérimentation relative à l'observabilité statistique

Lors de l'appel d'offres 2017, RTE a mis en œuvre une expérimentation « observabilité statistique » permettant aux capacités constituées de plus de 70 sites de puissance unitaire inférieure à 1 MW signalées lors de l'appel d'offres initial, de remonter un estimateur de l'injection (ou du soutirage) de l'EDA pour couvrir le besoin d'observabilité. L'expérimentation est limitée à 50 MW au total.

Les acteurs retenus dans ce cadre pouvaient mettre à disposition des capacités observables statistiquement uniquement sur les périodes d'engagement initial et dans la limite de la puissance engagée (impossibilité d'acquérir des engagements sur le marché secondaire).

A date, il n'a pas été possible d'établir de retour d'expérience. RTE a proposé, au sein de l'appel à contributions, de reconduire cette expérimentation pour l'année 2018. Les 4 acteurs s'étant exprimés sur cette question (EDF, Energy Pool, Engie et Voltalis) se sont montrés favorables à la reconduction de l'expérimentation. **En conséquence, RTE reconduira l'expérimentation relative à l'observabilité statistique en 2018.**

En complément, RTE a proposé de permettre aux acteurs mettant en œuvre l'observabilité statistique d'acquérir des engagements sur le marché secondaire tant que la puissance mise à disposition de RTE avec ces modalités n'excède pas 50 MW au total (tous acteurs confondus). Si plusieurs acteurs souhaitent valoriser des capacités observables statistiquement sur les mêmes pas de temps pour un volume total excédant 50 MW, le volume disponible (hors engagements initiaux) sera alloué aux acteurs ayant notifié leur échange de réserve à RTE en premier. Les acteurs se sont montrés favorables à cette proposition. **RTE déclinera donc, en 2018, les modalités proposées pour l'acquisition d'engagements sur le marché secondaire par des acteurs mettant en œuvre l'observabilité statistique.**

Par ailleurs, le contrat en vigueur prévoit que la donnée d'observabilité reflète « la puissance active instantanée totale au périmètre de l'EDA, correspondant à la somme des puissances actives instantanées des Sites composant l'EDA, et prises au niveau du point de raccordement du Site au Réseau Public d'Électricité ». RTE souhaite mettre en cohérence le périmètre de mesure reflété dans les données d'observabilité avec celui utilisé pour le contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement. Ainsi, RTE propose d'introduire au sein du cahier des charges relatif à l'observabilité, une modalité selon laquelle le périmètre de la donnée mesurée (ou estimée) pour l'observabilité d'un site corresponde au périmètre de la mesure remontée pour le contrôle du réalisée du MA qui peut, pour un site, correspondre au périmètre de l'ensemble des usages effacés, lorsque c'est cette mesure qui est remontée par l'opérateur dans le cadre des règles MA-RE. **RTE mettra en œuvre, au sein des contrats 2018, l'évolution proposée concernant le périmètre de télémesure.**

3.1.3 Prise en compte des capacités pouvant être offertes en produits standards

Dans la perspective de la mise en œuvre des produits standards en énergie de Replacement Reserve (projet TERRE) puis de manual Frequency Restoration Reserve (projet MARI), la CRE a demandé à RTE, au sein de sa délibération portant orientations du 22 juin 2017, de « modifier les modalités de contractualisation afin que le processus de sélection des offres favorise, pour chaque réserve, les capacités compatibles avec le(s) produit(s) standard(s) européen(s) défini(s) pour la réserve concernée. Ces modalités seront progressivement définies aussitôt que l'état d'avancement des travaux européens le permettra. Pour la réserve complémentaire, RTE pourra ainsi instruire ces modalités en 2018 pour une mise en œuvre à l'occasion de l'AO RR-RC 2019 ».

En anticipation de cette orientation, RTE a proposé, au sein de l'appel à contributions, d'instruire l'introduction d'une bonification à l'interclassement pour les capacités possédant des caractéristiques leur permettant, à terme, d'être offertes sous la forme des produits précités et partagées au sein des plateformes européennes. La principale caractéristique concernée est la durée d'utilisation minimale (DOmin) inférieure ou égale à 15 minutes.

Les retours de l'appel à contributions sur le sujet de de l'incitation à proposer des capacités sans contrainte de stock étant similaires, RTE propose de traiter conjointement cette question. Pour rappel, RTE contractualise actuellement des capacités pouvant avoir des contraintes de stock. RTE pourrait recourir à davantage d'activations si le stock garanti sur ces capacités est supérieur au besoin. Dans une perspective de partage des offres au sein des plateformes de produit standard, les offres disposant de stock supérieur pourront également être partagées.

Les capacités sans contrainte de stock pourraient alors se voir appliquer un bonus à l'interclassement de 5 €/MW/jour. Les capacités sans contrainte de stock et présentant un DOmin inférieur ou égal à 15 minutes pourraient se voir appliquer un bonus à l'interclassement de 10 €/MW/jour. Ces bonus pourraient être cumulables avec la bonification liée aux DMO inférieurs à 9 minutes (cf. §3.1.4).

Dans cette hypothèse, de nouveaux types d'engagement (intégrant les critères précités relatifs au stock et au DOmin) devraient être définis. La procédure d'agrément pourrait évoluer pour permettre une validation des caractéristiques précitées. Des contrôles et cas de défaillance supplémentaires devraient être intégrés au contrat (non mise à disposition de capacités sans contrainte de stock, non mise à disposition de capacités à DOmin court).

Plusieurs acteurs (Energy Pool, Engie, Smart Grid Energy) ont indiqué que le besoin auquel RTE souhaite répondre en constituant les réserves rapide et complémentaire est couvert de manière identique par une capacité possédant une contrainte de stock et/ou une durée d'utilisation minimale de 30', et par une capacité ne possédant pas de contrainte de stock et un DOmin de 15' (ces deux catégories de capacité possèdent la même valeur au regard du besoin RR/RC). Dès lors, l'introduction d'une bonification à l'interclassement des offres capacitaires pour la seconde catégorie de capacités pourrait introduire une distorsion de la concurrence sur le marché des RR/RC. En particulier, Energy Pool met en avant le risque d'exclusion des capacités d'effacement. Smart Grid Energy propose que, si un soutien à l'émergence de capacités compatibles avec les produits standards est souhaité, celui-ci passe par l'organisation d'un appel d'offres distinct de l'AO RR/RC.

Certains acteurs (EDF, Energy Pool, Restore) considèrent que l'incitation à développer des capacités compatibles avec les produits standards doit provenir de la rémunération accrue sur les plateformes européennes d'échange d'énergie, donc de la valorisation en énergie et non en capacité.

D'autres acteurs (Alpiq Energie France, Engie) recommandent que le soutien aux capacités aptes à fournir des produits standard soit fourni, non pas par une bonification à l'interclassement, mais par un bonus appliqué sur la prime fixe.

Ces dernières contributions posent la question du portage financier de l'éventuel coût associé à un bonus. Cette question devra être étudiée, notamment au regard du fait que la liquidité sur les plateformes de produits standard bénéficiera en premier lieu aux responsables d'équilibre en déséquilibre à travers la réduction du prix de règlement des écarts, alors que les coûts de contractualisation des réserves sont actuellement portés par la communauté des utilisateurs du réseau à travers le TURPE.

Compte-tenu du retour des acteurs et des orientations fournies par la CRE, RTE propose de ne pas intégrer d'évolution relative à la prise en compte des capacités compatibles avec les produits standards au sein de l'appel d'offres 2018. L'instruction de ce sujet pourra être poursuivie en concertation en vue de la contractualisation 2019. Les retours de cette concertation devront être approfondis, notamment :

– par une analyse juridique de la question concurrentielle soulevée par les acteurs dans leurs retours à l'appel à contributions ;

– par une étude des effets redistributifs associés à la mise en place de mesures de soutien aux capacités aptes à fournir des produits standards.

3.1.4 Prise en compte des capacités à DMO court

Lors du précédent appel d'offres, 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 (donc 50 €/MW pour une période de 5 jours).

Les capacités à DMO inférieur ou égal à 9 minutes apportent à RTE une meilleure gestion du risque lorsqu'il est nécessaire de solliciter de nombreuses capacités pour restaurer l'équilibre en 15' suite à un aléa lorsqu'une capacité à DMO 13 minutes refuse une activation.

EDF indique néanmoins que, depuis la mise en œuvre du dispositif de transmission automatisée des ordres (TAO), la valeur des capacités disponibles en 9 minutes a diminué puisqu'elle ne présente d'intérêt que dans les situations où le dispositif TAO est indisponible ou lorsque qu'une capacité à DMO 13 minutes refuse une activation. RTE confirme cette analyse mais ne dispose pas, à date, d'éléments permettant de quantifier la diminution de la valeur des capacités à DMO 9'. **Par conséquent, RTE propose de maintenir les modalités appliquées en 2017 et d'instruire une éventuelle évolution du niveau de bonification dans la concertation en vue de l'appel d'offres 2019.**

3.1.5 Prise en compte des offres indivisibles

Lors des précédents appels d'offres, RTE a mis en œuvre un algorithme d'interclassement conduisant à retenir des offres au-delà des 1500 MW requis lorsque cela minimise le coût global de contractualisation. Depuis la mise en œuvre du TURPE 5, la compensation des coûts de constitution des réserves portées par RTE est indexée sur les volumes. RTE souhaitera s'assurer auprès de la CRE que le mode de compensation des coûts serait bien compatible avec le fait de retenir plus de 1500 MW de réserves lorsque cela permet de réduire le coût. **Si RTE obtient cette confirmation d'ici le lancement de l'appel d'offres, RTE maintiendra, pour l'appel d'offres 2018, la possibilité de retenir plus de 1500 MW de réserves afin de minimiser le coût total de contractualisation.** Dans le cas contraire, les offres ayant une puissance seuil supérieure à 10 MW pourront être exclues et RTE ne pourra retenir plus de 1000 MW de réserve rapide et 1500 MW de réserves au total.

3.1.6 Traitement des offres mensuelles

RTE a proposé, au sein de l'appel à contributions, d'introduire la possibilité de retenir une offre mensuelle comme offre marginale. Ainsi, dans le cas où les offres mensuelles permettent de couvrir le besoin de RTE sur un mois donné à un prix inférieur à la somme, sur le mois, des prix hebdomadaires les plus bas, RTE retiendra uniquement des offres mensuelles. Une offre mensuelle fera le prix marginal si et seulement si aucune offre hebdomadaire n'est retenue. Cette évolution ne pourra conduire qu'à une réduction du coût global de contractualisation.

Smart Grid Energy exprime une inquiétude quant au fait qu'aucun prix hebdomadaire n'émerge, en particulier pour former une référence de prix pour le marché secondaire.

Sur ce point, RTE considère que les acteurs du marché secondaire seront en mesure de construire une référence de prix par interpolation comme cela est déjà le cas pour passer du prix hebdomadaire au prix demi-horaire.

RTE introduira, au sein de l'appel d'offres 2018, la possibilité de retenir une offre mensuelle comme offre marginale.

3.2 Modalités contractuelles

3.2.1 Calcul de la puissance talon pour le contrôle de disponibilité des EDA soutirage

Au sein de l'appel à contributions, RTE a proposé de réviser les modalités de détermination de la puissance talon utilisée dans le contrôle de disponibilité et de la définir comme la somme des puissances consommées par les sites de l'EDA n'ayant pas contribué significativement à l'ajustement au cours des 5 dernières activations historiques sur le mécanisme d'ajustement. Pour une activation historique donnée, il était proposé que soit établi qu'un site n'a pas contribué significativement à l'ajustement dès lors que le volume d'énergie effacée à la maille du site sur la plage d'activation est inférieur à 10% du volume consommé par le site sur cette même période. Cette modalité visait à identifier les cas dans lesquels l'acteur d'ajustement aurait introduit des sites non effaçables au sein de l'EDA.

Alpiq Energie France et EDF se sont montrés globalement favorables à la proposition de RTE. Le reste des acteurs (Energy Pool, Engie, Restore, Smart Grid Energy et Voltalis) ont exprimés un avis défavorable. Ces derniers ont fait valoir que l'observation d'un talon de consommation ne constituait pas une démonstration de défaillance mais pouvait mettre en évidence l'existence d'une marge de sécurité intégrée dans le portefeuille de l'agrégateur pour couvrir ses engagements. La proposition initiale de RTE contraindrait ainsi les acteurs à ne pas intégrer de sites en secours dans leur portefeuille.

RTE partage l'analyse développée par les acteurs et confirme l'importance de fiabiliser les capacités offertes en réserve en y intégrant des sites en secours. **En conséquence, RTE n'apportera pas d'évolution, au sein du contrat 2018, sur le mode de détermination de la puissance talon (déclaration de l'acteur).**

3.2.2 Prise en compte des capacités sans contrainte de stock

Lors de la concertation relative aux contrats 2017, RTE a engagé des évolutions relatives à la prise en compte des capacités sans contrainte de stock. Ces évolutions visent à ce que les capacités offertes en réserve et aptes à fournir 24h de stock puissent être plus largement valorisées en énergie et partagées sur la plateforme d'échange d'énergie d'équilibrage TERRE dès sa mise en œuvre courant 2019. Ainsi, les contrats en vigueur prévoient 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'activations illimité.

Des évolutions importantes des outils et des processus de RTE sont nécessaires pour prendre en compte les capacités offertes en réserve sans contrainte de stock et assurer leur sollicitation en préséance tout en garantissant la sûreté du système. Ainsi, RTE notifiera avec un préavis de trois mois la date à partir de laquelle :

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

RTE vise de finaliser la mise en œuvre de cette évolution au plus tard au démarrage de la plateforme de partage de d'offres standards de Replacement Reserve (TERRE). Avant cette échéance, RTE ne peut s'engager sur la prise en compte opérationnelle des capacités sans contrainte de stock et leur sollicitation en préséance.

RTE propose néanmoins de poursuivre les travaux sur le cadre contractuel de prise en compte de ces capacités en introduisant un cas de défaillance déclarée relatif à la redéclaration du stock. En effet, si une capacité est déclarée sans contrainte de stock en J-1 puis utilisée en préséance par RTE en début de journée J, puis redéclarée avec un stock inférieur au stock RR/RC contractualisé, alors RTE ne dispose plus du stock suffisant de réserves pour assurer la sûreté système sur le reste de la journée.

Un cas de défaillance serait déclenché dès lors que qu'une EDA ayant été déclarée sans contrainte de stock à un instant t pour la journée J, est redéclarée avec un stock inférieur au stock RR/RC contractualisé (au sein de la liste d'engagement ou des conditions d'utilisation de l'offre d'ajustement) postérieurement à t pour la même journée J. Le stock contractualisé précité dépend du type d'engagement de l'EDA : par exemple, pour une EDA engagée en RR avec un DOmax de 2 heures sur deux aléas, le stock contractualisé est de 4 heures.

Afin d'éviter tout comportement non souhaité (consistant notamment à déclarer une absence de stock pour valoriser au maximum la capacité puis redéclarer un stock limité en cours de journée si l'EDA a été activée), le niveau de cette pénalité sera identique à celui appliqué pour les défaillances déclarées (pénalité de base).

RTE mettra en œuvre les modalités précitées relatives à la prise en compte des capacités sans contrainte de stock.

3.2.3 Régime de pénalités spécifique en cas d'aléa technique

Les capacités offertes en réserve peuvent subir des aléas de nature exceptionnelle affectant leur disponibilité (casses machine rares, situations de grève), dont le risque d'occurrence qu'il ne serait pas rationnel d'intégrer dans la constitution des prix d'offre. Ces événements exceptionnels ne remplissent pas nécessairement les critères restrictifs du cas de force majeur. Le niveau de pénalité devra permettre de limiter les risques financiers pour les opérateurs alors que pour ce type d'aléas exceptionnels, il ne serait pas justifier de l'inclure dans la prime fixe demandée.

RTE a proposé, au sein de la concertation, et à la demande des acteurs de marché, d'instruire la mise en œuvre de pénalités spécifiques pour les cas de défaillance découlant d'un aléa technique exceptionnel.

RTE a proposé de restreindre la définition d'aléa technique aux deux cas suivants :

(i) défaillance exceptionnelle et impromptue d'un dispositif technique nécessaire à la mise en œuvre de l'ajustement ;

(ii) situation de grève sur tout ou partie des sites composant l'EDA.

En complément, RTE a indiqué souhaiter exclure les cas d'indisponibilité des capacités mises à disposition de RTE du fait :

- d'arbitrages économiques de toute nature (production pour le marché, optimisation du plan de production industrielle conduisant à réduire le niveau de consommation, etc.) ;
- d'échec à la procédure d'agrément ;
- d'opérations de maintenance régulières ;
- de conditions climatiques défavorables ;
- de défaillances techniques récurrentes.

De la même manière, le régime spécifique ne pourra concerner que les cas de défaillance déclarée. Pour les cas de défaillance constatée, le régime de pénalités en vigueur continuera de s'appliquer.

Afin de déterminer la nature de la défaillance, RTE s'appuiera sur la déclaration de l'acteur et pourra exiger une déclaration sur l'honneur des utilisateurs des sites concernés décrivant le motif de l'indisponibilité, et démontrant la nature impromptue et exceptionnelle de celle-ci.

RTE mettra en place un garde-fou dans le contrat : RTE pourra notifier à un AA qu'une défaillance donnée ne pourra plus être considérée comme « exceptionnelle ».

EDF, Energy Pool et Smart Grid Energy ont jugé pertinents les critères proposés par RTE pour la définition de l'aléa technique ouvrant droit au régime de pénalités spécifique.

EDF a toutefois souligné la difficulté que RTE pourrait avoir à juger les différentes situations et appliquer un traitement équitable. Sur ce point, RTE souhaite appliquer une lecture souple des conditions précitées de sorte à éviter toute situation litigieuse. Si, en 2018, RTE constate un abus relatif aux déclarations d'aléas techniques (pannes récurrentes, défaillances de nature ambiguë), RTE proposera une révision des termes du contrat :

- incluant une définition plus restrictive de l'aléa technique ;
- mettant en œuvre un régime de pénalités « graduel » : la pénalité associée à la n-ième défaillance sera plus élevée que celle associée à la n-1-ième, conformément à la proposition de REstore. Cette solution étant complexe à mettre en œuvre (mise en place d'un compteur de défaillances par site/capacité/EDA), elle est envisagée comme une solution de repli si le retour d'expérience des solutions précédentes est négatif.

Alpiq Energie France et REstore ont indiqué souhaiter étendre le champ d'application du régime de pénalités spécifique en incluant notamment les cas des conditions climatiques défavorables et des maintenances régulières. Or, la participation des capacités dont la disponibilité n'est pas connue à l'avance (conditions climatiques et maintenances régulières) doit s'assortir d'un secours au sein du portefeuille de l'acteur ou sur le marché secondaire. Il est de la responsabilité de l'acteur de constituer ce secours et d'en répercuter le coût au sein de son prix d'offre sur l'appel d'offres annuel. Toute mesure visant à réduire l'incitation à constituer ce secours (i) introduirait un biais dans la formation des prix (interclassement de capacités sont la fiabilité n'est pas équivalente) et (ii) ferait porter un risque sur la disponibilité effective des réserves (l'acteur serait dégagé de ses responsabilités sans garantie de pouvoir reconstituer la réserve). Par ailleurs, la mise en œuvre d'un appel d'offres court-terme en 2018 permettra de faciliter la participation de ces actifs avec un besoin de secours réduit.

Ainsi, RTE maintiendra une description restrictive des cas d'aléa technique donnant lieu à un régime de pénalités spécifique, en excluant les aléas réguliers.

En complément, EDF et Energy Pool proposent de préciser que l'aléa technique pourra concerner le titulaire du contrat (en particulier le SI de l'agrégateur) et les sites du portefeuille. RTE précisera ce point dans le contrat.

Le régime de pénalités spécifique pourra s'appliquer dès l'instant de déclaration de l'aléa et le caractère technique de l'aléa pourra être déterminé ex-post. Le régime de pénalités spécifique s'appliquera sur les défaillances effectivement avérées ex-post. Le régime de pénalités spécifique ne pourra s'appliquer aux défaillances déclarées a posteriori.

Au sein de l'appel à contributions, RTE a proposé de fixer à 4 x Prime Fixe le niveau de pénalité associé à un aléa technique (défini selon les critères précités). Ce niveau de pénalité permet de maintenir une incitation forte à formuler une demande de révision des engagements à RTE plusieurs semaines en amont (article 11.1.2 du contrat en vigueur) pour laquelle l'acteur restitue la prime fixe associée et s'acquitte d'une pénalité de 10% (donc 1,1 x Prime Fixe restitués au total). Ce niveau de pénalité permet également de maintenir une incitation à constituer des secours et à proposer des capacités fiables au sein de l'appel d'offres annuel.

Smart Grid Energy et Engie jugent ce niveau trop élevé, proposant de le limiter à 2 x Prime Fixe. RTE considère que le niveau proposé est trop faible pour fournir aux acteurs les incitations mentionnées ci-dessus.

Ainsi, RTE appliquera une pénalité égale à 4 x Prime Fixe aux défaillances liées à un aléa technique défini selon les critères précités.

3.2.4 Facilitation du marché secondaire

3.2.4.1 Introduction d'un format normalisé pour les NER

Au sein de l'appel à contributions, RTE a proposé d'introduire un format normalisé CSV pour la transmission des NER à RTE. Dans un premier temps, ce fichier devra être joint à un courriel et transmis aux interlocuteurs identifiés au contrat. Dans un second temps, RTE mettra en œuvre un service informatisé de prise en compte des NER. RTE communiquera la date de mise en œuvre de ce service avec un préavis de 3 mois.

RTE a proposé de définir un format CSV comme suit :

- ligne d'entête avec :
    - identité du titulaire cédant (code Acteur),
    - identité du titulaire acquéreur (code Acteur),
    - jour de livraison concerné au format JJ/MM/AAAA,
    - type d'engagement (exemple : 09030) ;
- corps du fichier constitué d'une ou plusieurs lignes, avec pour chacune :
    - début du pas demi-horaire (au format hh:mm),
    - fin du pas demi-horaire (au format hh:mm),

- puissance (entier positif en MW).

Alpiq Energie France, Smart Grid Energy, EDF et Engie ont indiqué que le format proposait leur convenait. Energy Pool a souhaité qu'un même fichier puisse contenir plusieurs journées de livraison. RTE rappelle que les NER peuvent être formulées au plus 7 jours avant l'échéance[1]. Un fichier contenant une seule journée permet de faciliter la lisibilité et le contrôle de ce critère. **RTE mettra donc en œuvre sa proposition concernant le format des NER.**

3.2.4.2 Mise en place d'une liste de diffusion

Afin de faciliter le marché secondaire, RTE publie aujourd'hui, sur son site internet, le nom des entreprises titulaires d'un contrat RR/RC ainsi que leur contact. Dans le prolongement de cette démarche, RTE a proposé, au sein de l'appel à contributions, de créer une liste de diffusion mail réunissant les acteurs du marché et permettant de formuler des demandes sur le marché secondaire. **RTE mettra en œuvre cette liste de diffusion dès l'entrée en vigueur du contrat 2018.**

3.3 Procédure d'agrément

3.3.1 Articulation entre l'agrément RR/RC et la certification aux services système

La fourniture des services d'équilibrage constitue un enjeu de sûreté système. Avant qu'une capacité puisse être engagée simultanément en réserve rapide/complémentaire et en services système (réserve primaire ou secondaire), RTE doit s'assurer que la capacité est en mesure de délivrer ces services d'équilibrage simultanément. Pour cela, le contrat en vigueur prévoit l'obligation de procéder à une nouvelle procédure d'agrément incluant deux tests avec SSY suite à la certification d'un site aux SSY. A défaut de conduire une telle procédure ou en cas d'échec de celle-ci, l'EDA se voit retirer son agrément 30 jours après l'obtention de la certification.

Dans cette situation, l'obtention d'une certification fait peser un risque sur la valorisation des capacités en réserve rapide. Afin de minorer ce risque et ainsi faciliter la démarche de certification des capacités, RTE a proposé, au sein de l'appel à contributions, l'évolution suivante du processus précité :

Par défaut, les valeurs $P_{JO,\ SSY}$ et $P_{JNO,\ SSY}$ (puissance agréées lorsqu'une EDR incluant l'un des sites du périmètre de sites agréé fournit des Services Système) sont considérées comme égales à zéro.

Dès lors qu'un site appartenant à une EDA agréée intègre un site appartenant à une EDR certifiée, l'acteur d'ajustement peut demander une procédure d'agrément s'il est souhaité que l'EDA soit engagée en RR/RC tout en programmant l'EDR en réserve primaire ou secondaire. Cette demande doit préciser les valeurs de $P_{JO,\ SSY}$ et $P_{JNO,\ SSY}$ visées. La procédure d'agrément inclut deux tests avec fourniture simultanée de services système. Durant les périodes d'activation, l'asservissement à la fréquence ou au niveau devra être maintenu avec des caractéristiques conformes à la certification, que RTE vérifiera selon les modalités similaires aux modalités prévues pour la certification des capacités aux services système, sans imposer de réponse à un échelon de besoin SSY.

Ces modalités permettent :

[1] L'acteur cédant reste titulaire des engagements auprès de RTE et est donc redevable des éventuelles pénalités associées à la non-fourniture du service attendu. Dans le cas où cet acteur serait en situation de faillite, il n'existerait plus de contrepartie pour collecter les éventuelles pénalités. Afin de limiter le risque financier associé à ce type de situation, RTE a souhaité limiter le préavis avec lequel les engagements pouvaient être transférés entre acteurs.

- de ne pas remettre en cause l'agrément global en RR/RC (les valeurs de P_{JO} et P_{JNO} sont maintenues) en cas d'échec aux tests d'agrément avec mise à disposition de SSY ;
- aux sites qui obtiennent une certification (au sein d'une EDR) mais ne souhaitent pas être engagés simultanément sur les deux services, de ne pas conduire de nouvelle procédure tout en conservant leur agrément en RR/RC.

EDF, Energy Pool, Engie et Smart Grid Energy se sont montrés favorables à la proposition de RTE.

REstore a indiqué que la proposition n'était pas satisfaisante en particulier parce qu'elle ne permettait pas de garantir la capacité des sites à fournir les deux services simultanément. En effet, les tests proposés sont conduits à la maille de l'EDR (pour s'assurer de la fourniture correcte de SSY) et de l'EDA (pour la fourniture de l'ajustement). Ainsi, selon le processus mis en œuvre, le site concerné peut ne pas être sollicité pour l'un des deux services, i.e. les SSY et/ou l'ajustement sont fournis par les autres sites de l'agrégat.

RTE confirme que les SSY et les ajustements sont bien contrôlés à la maille d'entités agrégeant plusieurs sites. La stratégie de sollicitation des sites pour répondre au besoin est de la responsabilité de l'acteur. L'objectif de RTE est de s'assurer que dès lors que deux agrégats possèdent des actifs communs (une EDR et une EDA partageant un ou plusieurs sites en commun), les services attendus à la maille de chacun des agrégats peuvent bien être fournis. Dès lors, il n'importe pas à RTE que ces services soient fournis par l'un ou l'autre des sites de l'agrégat. Il n'apparaît pas nécessaire de mettre en œuvre de contrôle plus fin à ce stade.

REstore indique par ailleurs que le processus proposé par RTE accorde la « priorité à la capacité d'un site engagée en RR/RC plutôt qu'en services système » en empêchant l'engagement en SSY tant que l'aptitude des capacités à fournir les deux services simultanément n'a pas été démontrée.

RTE rappelle qu'il ne peut autoriser l'engagement sur les deux services avant d'avoir vérifié que les MW proposés sont bien exclusifs car cela (i) ferait peser un risque sur la sûreté système et (ii) pourrait conduire à rémunérer deux fois des acteurs pour une même capacité. Ainsi, durant l'intervalle séparant l'obtention de la certification et la fin de la procédure d'agrément (hors période de test durant laquelle il est bien attendu que l'EDR fournisse des SSY), le site doit faire le choix de participer à l'un ou l'autre des mécanismes. Il revient aux acteurs de marché de coordonner au mieux les procédures de certification et de ré-agrément afin de limiter la durée de cette période transitoire.

RTE mettra en œuvre, au sein des contrats 2018, les modalités proposées au sein de l'appel à contributions concernant l'articulation entre SSY et RR/RC et poursuivra la concertation sur ce sujet en vue des contrats 2019.

3.3.2 Modalités simplifiées pour le transfert de capacités agréées

Afin de faciliter le transfert de capacités entre acteurs, RTE a introduit en 2014 la possibilité d'obtenir l'agrément d'une capacité avant même que celle-ci rejoigne le périmètre d'ajustement du demandeur, permettant ainsi de maintenir la continuité de l'engagement de la capacité et donc le versement de la prime fixe.

Ainsi, la procédure d'agrément en vigueur permet de conduire des tests sur des sites non encore intégrés au périmètre d'ajustement du demandeur de l'agrément. Les activations tests étant réalisées hors cadre du mécanisme d'ajustement, elles ne font l'objet d'aucune rémunération explicite sur le MA. Le périmètre des responsables d'équilibre des sites concernés n'est pas corrigé, ce qui conduit à une rémunération implicite au prix de règlement des écarts positifs.

Afin de faciliter encore davantage le transfert de sites et à la demande des acteurs, RTE a proposé d'instruire, au sein de la concertation, des modalités permettant de limiter le nombre de tests nécessaires à l'obtention de l'agrément de capacités préalablement agréées auprès d'un autre acteur.

RTE a indiqué, au sein de l'appel à contributions, que ces modalités devraient :

- permettre de garantir un niveau de fiabilité équivalent à celui découlant du processus en vigueur basé sur 5 tests d'activation ;
- pouvoir être insérées simplement dans le contrat et ne pas introduire de biais pouvant conduire, en particulier, à une diminution du niveau de fiabilité des réserves contractualisées ;
- pouvoir donner lieu à une mise en œuvre dont le coût ne devrait pas excéder les potentiels gains associés à la facilitation supplémentaire du transfert de capacités entre acteurs.

Afin d'initier la réflexion, RTE a proposé, au sein de l'appel à contributions, quatre points que la procédure devra permettre de vérifier pour l'obtention d'un agrément :

<u>Validation de l'aptitude du système d'information de l'acteur d'ajustement à transmettre les ordres à l'ensemble des sites constitutifs des capacités offertes en réserve</u>

L'aptitude à transmettre des ordres à un ensemble de sites dans un délai limité est dépendante du nombre de sites constitutifs de cet ensemble. Dès lors, afin d'obtenir l'agrément d'une capacité, l'acteur d'ajustement devra démontrer son aptitude à transmettre un ordre à l'ensemble des sites constitutif des capacités qu'il souhaite agréer dans un délai compatible avec le respect du DMO.

Pour traiter ce point, RTE a proposé de définir trois catégories d'aptitudes (plage de nombres de sites auxquels l'acteur a la capacité de transmettre des ordres). Le passage d'une catégorie à une autre nécessite la réalisation de tests d'agrément selon la procédure normale.

Alpiq Energie France a proposé que le passage d'une catégorie à la catégorie supérieure repose sur une procédure de test n'impliquant pas l'activation des capacités mais des envois d'ordre informatiques à des points fictifs et administrés par RTE. Le dispositif de transfert d'ordre informatique mis en œuvre par l'acteur pour la procédure de test est alors différent de celui mis en œuvre avec les sites (le point de destination de l'ordre étant alors un centre RTE et non un ensemble de sites localisés à des endroits différents). Cette proposition ne permettrait donc pas de qualifier le dispositif technique réel, mais une « maquette ».

<u>Validation de l'existence d'une interface technique</u>

Afin de valider que le nouvel acteur d'ajustement a bien déployé une interface technique avec le site avant de l'engager en réserve au moment où il obtient l'agrément, un contrôle est nécessaire. RTE a proposé que ce contrôle soit effectué via un test, conduit à la maille de l'entité d'ajustement complète et non des seuls sites transférés.

Alpiq Energie France a indiqué que ce test pourrait être conduit sur les seuls sites concernés par le transfert tout en remplissant le même objectif de validation de l'interface technique. RTE partage l'analyse d'Alpiq Energie France.

Validation du délai de mobilisation et de la durée maximale

Le respect du délai de mobilisation (DMO), dépend de la performance des trois composantes de la chaîne d'activation : SI de l'agrégateur, interface agrégateur-site et processus mis en œuvre sur site. Dès lors, deux hypothèses peuvent être prises :

- **hypothèse 1** : l'agrégateur a un impact sur le délai de mise en œuvre de l'ajustement au sein des processus des sites constitutifs de la capacité et/ou met en œuvre une stratégie d'activation des sites constitutifs conditionnant le respect du DMO à la maille de la capacité. Sous cette hypothèse, lors du changement d'agrégateur, le DMO de la capacité ne peut pas être validé sur la base de le l'historique d'activations constitué auprès de l'agrégateur précédent ;
- **hypothèse 2** : le délai de mise en œuvre de l'ajustement par la capacité est indépendant de l'agrégateur. Ainsi, le changement d'agrégateur n'a aucun impact sur la performance de la mise en œuvre des ajustements sur le site et à la maille de l'ensemble de la capacité.

RTE considère que l'hypothèse retenue pourra dépendre de la filière. Alpiq Energie France et REstore se sont prononcés en faveur de l'hypothèse 2 pour toutes les filières, invitant à dissocier l'agrément de l'agrégateur de l'agrément des capacités qui possèderaient des aptitudes intrinsèques. Energy Pool a indiqué que l'hypothèse 1 s'appliquerait aux capacités d'effacement.

En l'état, le retour des acteurs permet uniquement de conclure qu'il ne peut être retenu une unique hypothèse pour l'ensemble des filières.

Validation de la puissance agréée

Dans les conditions de l'hypothèse 2 définie supra, RTE a proposé que la puissance fournie par la capacité transférée soit validée par historique : puissance minimale atteinte au cours des 5 dernières activations dans le périmètre d'ajustement initial, établie suite à l'examen des courbes de charge du ou des sites constitutifs de la capacité transférée. Conformément aux modalités générales de définition des puissances agréées, la puissance transférée serait arrondie au MW entier inférieur.

Au sein de l'appel à contributions, RTE a indiqué son souhait de prendre en considération les logiques d'agrégation mises en œuvre par les acteurs d'ajustement. La concertation des règles MA-RE a fait apparaître la nécessité, pour les agrégateurs, de disposer de possibilités d'agrégation étendues pour constituer leurs EDA afin de pouvoir foisonner les sites pour rendre un service d'ajustement et améliorer la fiabilité des capacités mises à disposition de RTE. Dans cette optique, RTE considère que le transfert de capacités d'une EDA à une autre peut avoir un impact sur la puissance fiabilisée.

Les retours des acteurs collectés au sein de la concertation ne permettent pas de proposer des modalités pratiques (i) garantissant le même niveau de fiabilité que la procédure en vigueur, (ii) donnant lieu à des coûts de mise en œuvre inférieurs aux gains attendus et/ou (iii) ne présentant pas de biais. **Dès lors, RTE ne mettra pas en œuvre d'évolution sur ce point au sein du contrat 2018 et propose de poursuivre la concertation sur le transfert de capacités agréées en vue des contrats 2019 en capitalisant sur les éléments partagés en 2017.**

3.3.3 Délai de carence entre deux procédures d'agrément

Le contrat en vigueur prévoit un délai de carence de 3 mois à l'issue de toute procédure d'agrément. Ce délai ne s'applique pas si la nouvelle demande porte sur des caractéristiques inférieures : DMO supérieur, puissance inférieure, etc.

Cette modalité, introduite en 2017 afin de faciliter le ré-agrément suite à la sortie d'un site, a conduit certains acteurs, suite à l'échec d'une procédure d'agrément, à dégrader d'un MW la puissance à agréer afin de profiter d'une nouvelle série de tests sur le même périmètre de sites ou d'un agrément sur historique.

RTE rappelle que le processus d'agrément en vigueur basé sur 5 tests repose sur l'hypothèse que l'acteur connaît la puissance minimale qu'il est capable d'activer de façon fiable avant d'engager la procédure (grâce à son expertise du processus de mise en œuvre de l'ajustement et à des éventuels essais conduits à son initiative). Sans cette hypothèse, pour obtenir une fiabilité identique, il serait nécessaire de réaliser 22 tests successifs sans échec pour certifier une puissance et non 5 (avec un échec) comme le prévoit la procédure actuelle.

RTE souhaite donc écarter toute possibilité d'obtenir un agrément par une méthode « essai-erreur » dans laquelle la puissance ne serait pas préalablement fiabilisée par l'acteur au MW près.

RTE a proposé, au sein de l'appel à contribution, de rétablir un délai de carence de 3 mois pour toute nouvelle demande d'agrément. Ce délai ne sera pas appliqué dans les cas où l'acteur démontre que :

- la demande d'agrément est liée à une sortie de site ; et
- que le site sorti contribuait effectivement à l'ajustement.

Smart Grid Energy, dans sa réponse à l'appel à contributions, a demandé l'introduction d'une certaine souplesse sur les critères d'application du délai de carence.

RTE considère que la proposition de Smart Grid Energy remet en cause le principe selon lequel l'acteur d'ajustement doit connaître avec précision la puissance à agréer avant d'engager la procédure d'agrément.

Par ailleurs, RTE rappelle que les acteurs peuvent intégrer une marge de sécurité dans la puissance à agréer afin de s'assurer de la réussite des tests (permise par la bande de tolérance introduite par RTE dans le contrôle de la puissance délivrée par rapport à la puissance de l'ordre).

En conséquence, RTE mettra en œuvre, au sein des contrats 2018, les évolutions proposées relatives à l'application du délai de carence.

De la même manière, les agréments conduits en formulant des offres compétitives sur le MA en vue de constituer un historique rapidement peuvent conduire à déterminer la puissance à agréer ex-post. **RTE proposera, pour l'appel d'offres 2019, des modalités visant à restreindre cet usage de la procédure par historique.**

3.4 Étude économique relative aux échéances de contractualisation

RTE remercie les acteurs ayant répondu aux questions concernant l'étude sur les échéances de contractualisation (questions 13 à 17) pour leurs indications. RTE rappelle que le contexte réglementaire européen est très défavorable à la contractualisation annuelle et qu'il semble que de présenter une étude robuste des coûts et des bénéfices des deux solutions soit la seule manière de justifier une alternative à un passage aveugle à une contractualisation uniquement en J-1. Cette étude :

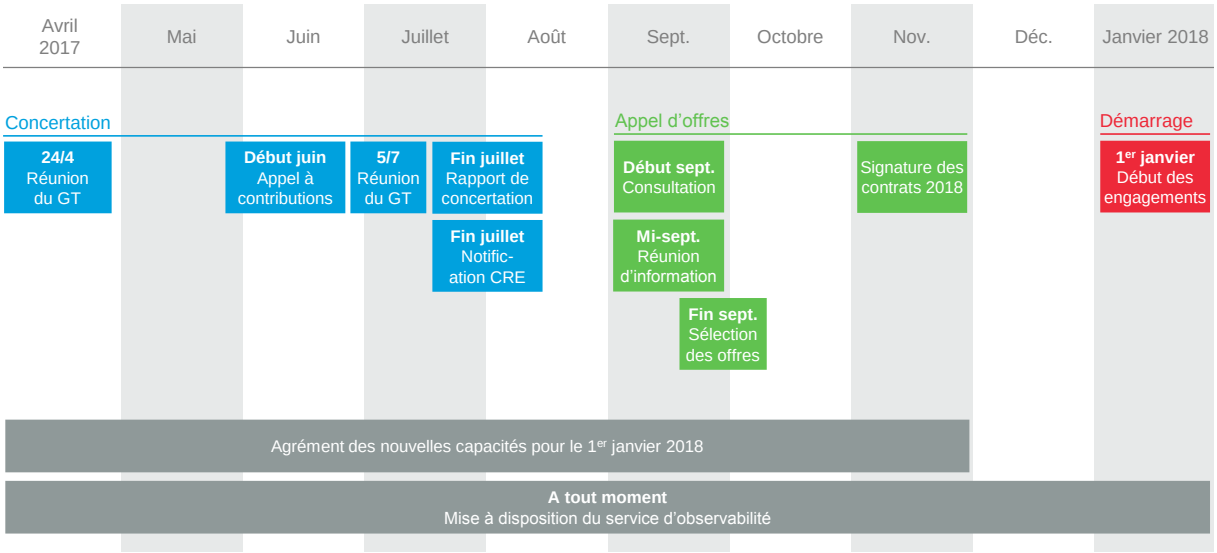
- tente de recenser des gisements inexploités de par leur variabilité et donc méconnus de RTE ;
- et s'attache à des phénomènes économiques fins et sur lesquels il est très hasardeux de prendre des hypothèses a priori (notamment l'aversion des acteurs pour le risque).

Aussi, il est essentiel, pour que RTE puisse la mener à bien, que les acteurs communiquent des éléments quantitatifs précis sur ces questions. Aussi RTE invite les acteurs à solliciter des réunions bilatérales sur le sujet afin de discuter des hypothèses quantitatives. En particulier, les points suivants devront être approfondis :

- certains acteurs indiquent que la contractualisation en J-1 pourrait ne pas permettre, en situation tendue, de constituer les réserves nécessaires. Ce point fait l'objet d'une attention par RTE ;
- d'autres semblent suggérer que les réserves contractualisées la veille seraient plus fiables que celles contractualisées en A-1. Des éléments plus précis seraient souhaitables à ce sujet.

3.5 Calendrier de contractualisation

La consultation sera lancée début septembre 2017 pour une période de trois semaines. Les résultats seront communiqués aux candidats début octobre. Les contrats seront signés en novembre et les engagements débuteront en janvier.



Il est à noter qu'à compter du 1er octobre 2017, les capacités souhaitant obtenir un agrément en vue d'être mises à disposition de RTE au titre du contrat 2018 devront se conformer à la procédure d'agrément 2018. Les agréments demandés avant le 1er octobre selon les modalités 2017 et obtenus avant ou après cette date seront reconduits en 2018 sous réserve que les critères de maintien de l'agrément définis au contrat 2018 soient bien vérifiés à la date d'entrée en vigueur dudit contrat. Les capacités souhaitant être engagées fin 2017 devront faire l'objet d'une procédure d'agrément 2017. Ainsi, pour une telle capacité, si l'acteur formule une demande d'agrément après le 1er octobre 2017, la capacité se soumettra à une nouvelle procédure (conforme aux modalités 2018) pour pouvoir être engagées en 2018.

4. REPONSES DETAILLEES

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
EDF	Q1. Limitations sur le nombre et la précision des prix	Les limitations proposées par RTE sur le nombre de prix soumis par période et leur précision semblent acceptables à EDF.	Cf. §3.1.1
Energy Pool	Q1. Limitations sur le nombre et la précision des prix	Les limitations proposées par RTE sur le nombre de prix soumis par période nous paraissent acceptables. Le fait de ramener la précision des prix d'offres au centime d'euro par MW est une bonne initiative, notamment pour les capacités d'effacement constituées de sites de petite taille.	Cf. §3.1.1
ENGIE	Q1. Limitations sur le nombre et la précision des prix	ENGIE est d'accord sur la proposition de limitation du nombre de prix soumis par période, ainsi que sur leur précision.	Cf. §3.1.1
REstore	Q1. Limitations sur le nombre et la précision des prix	Oui	Cf. §3.1.1
Smart Grid Energy	Q1. Limitations sur le nombre et la précision des prix	Oui	Cf. §3.1.1
Energy Pool	Q2. Prise en compte des capacités diffuses au sein de l'appel d'offres	Energy Pool est favorable aux nouvelles modalités de soumission d'offres proposées par RTE et estime qu'elles permettent de répondre aux contraintes des capacités diffuses.	Cf. §3.1.2.1
ENGIE	Q2. Prise en compte des capacités diffuses au sein de l'appel d'offres	ENGIE apprécie que RTE souhaite établir des modalités spécifiques dans le cas de capacités constituées de nombreux sites. Néanmoins RTE propose de lui transmettre, en lieu et place du modèle d'attestation d'accord (annexe 3 de la procédure d'agrément), un document signé par le site. Pour ENGIE, la proposition de RTE ne répond pas aux contraintes spécifiques aux capacités diffuses, dont l'une des difficultés est l'établissement dans les délais des documents tels que l'annexe 3 de la procédure d'agrément. ENGIE estime qu'il est nécessaire d'envisager des modalités plus simples qui réduisent le nombre de documents par rapport aux modalités générales. Le critère envisagé (nombre de site dont la puissance souscrite est inférieure à 1 MW) semble objectif. Il pourra être adapté selon le retour d'expérience.	Cf. §3.1.2.1
Smart Grid Energy	Q2. Prise en compte des capacités diffuses au sein de l'appel d'offres	Ces modalités conviennent à Smart Grid Energy	Cf. §3.1.2.1
Voltalis	Q2. Prise en compte des capacités diffuses au sein de l'appel d'offres	Les modalités proposées par RTE ne sont pas acceptables pour la participation de périmètres incluant de très nombreux sites de soutirage ; en effet, le renouvellement systématique d'un engagement explicite de chaque site n'est pas envisageable sur une base de plusieurs centaines de milliers de consommateurs résidentiels, non formés aux détails des marchés de l'électricité. En l'état, la proposition de RTE revient à exclure, de fait, l'effacement diffus du mécanisme RR-RC. La responsabilité de s'assurer de la disponibilité effective de sa capacité constitue le cœur de métier de l'agrégateur et n'a pas à être préemptée par RTE, d'autant plus que RTE contrôle par ailleurs la disponibilité de la capacité dans le cadre de la mise en œuvre du contrat RR-RC.	Cf. §3.1.2.1

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Alpiq Energie France	Q3. Prise en compte des capacités aptes à fournir des produits standards	Alpiq Energie France est favorable à l'introduction d'une bonification pour les capacités aptes à soumettre des produits standards. Nous souhaitons néanmoins que cette mesure soit complétée des points suivants : 1. Nous estimons que l'absence de contrainte de stock doit être plus largement valorisée. En effet, elle permet l'émergence de nouveaux produits RRXX et RCXX dont le service est supérieur car effectivement activable en préséance économique et faisant l'objet de pénalités dédiées. Il est donc parfaitement justifié de le financer en conséquence. Nous souhaitons un interclassement de 10 €/MW complété d'un bonus systématique du même ordre en supplément du prix marginal. 2. Nous comprenons que les capacités offertes sans contraintes de stock fassent l'objet de contrôles supplémentaires. Nous n'acceptons pas qu'il soit nécessaire de repasser un agrément, car l'absence de stock et le DOmin n'ont pas d'influence sur le DMO et la puissance qui sont les principaux objets de l'agrément.	Cf. §3.1.3
EDF	Q3. Prise en compte des capacités aptes à fournir des produits standards	EDF est favorable à ce que les modalités de contractualisation permettent aux acteurs d'ajustement de formuler des offres standards en énergie sur les plateformes européennes à partir des moyens faisant l'objet d'un engagement sur les réserves. EDF n'est cependant pas favorable à la proposition de RTE de bonus à l'interclassement : - L'incitation à développer des capacités compatibles avec les produits standards doit provenir de la perspective d'une rémunération accrue sur les plateformes européennes d'échange d'énergie (rémunération au prix marginal, accès à un marché plus large) et non d'un bonus à l'interclassement sur l'AO de réserves français ; - Il est prématuré d'introduire ces bonus pour l'AO de 2018 alors que les plateformes ne seront pas encore en place : démarrage prévu en 2019 pour TERRE (réserve complémentaire) et pas avant 2021 pour MARI (réserve rapide). L'introduction de tels boni pour l'AO 2018 induirait une distorsion non justifiée de la préséance économique ; - La durée d'utilisation minimale (DOmin) n'est pas contraignante pour TERRE (qui permettra une livraison sur une durée de 15 à 60 minutes), elle le serait uniquement dans certaines options envisagées par l'ENTSOE pour le produit de manual Frequency Restoration Reserve (livraison restreinte à un bloc 15 minutes sans possibilité de liens temporels). Ce produit standard étant toujours en cours de définition dans le cadre du projet MARI, il nous semble primordial de faire en sorte que les caractéristiques de ce produit standard permettent aux capacités existantes d'être offertes sur cette plateforme. En tout état de cause, si un bonus à l'interclassement devait être appliqué aux capacités sans contraintes de stock et à celles de DOmin inférieure à ou égale à 15 minutes, EDF estime le niveau proposé trop élevé, au regard d'une part du bonus également appliqué aux capacités avec un DMO inférieur ou égal à 9 minutes et d'autre part du prix marginal journalier 2017. Une capacité pourrait prétendre à un bonus allant jusqu'à 20 €/MW/jour, alors que le prix marginal journalier a pu descendre jusqu'à 7 €/MW/jour en 2017. Si par ailleurs RTE choisissait de reconduire les dispositions du règlement de consultation de 2017 visant à rémunérer au prix d'offre les capacités proposées à un prix supérieur au prix marginal mais quand même retenues grâce au bonus, EDF considérerait que les différents boni auxquels peut prétendre une capacité constituent un avantage disproportionné sur les autres capacités et une subvention sans rapport avec le service rendu. En outre, si un bonus à l'interclassement devait être appliqué sur la contrainte de stock, il semble à EDF que ce bonus devrait être proportionnel au stock effectivement disponible, et non binaire. Enfin EDF s'interroge sur les modalités d'application d'un éventuel bonus, qui devrait selon elle être différent selon le DOmax des offres, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui.	Cf. §3.1.3

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Energy Pool	Q3. Prise en compte des capacités aptes à fournir des produits standards	La mise en place d'une option permettant à des capacités de soumissionner "sans contrainte de stock" nous paraît clairement discriminante contre des capacités d'effacement qui resteraient exclues d'un tel type de produits. Un tel produit ne pourrait raisonnablement être proposé que par des moyens de production, notamment thermiques (et en particulier par les groupes électrogènes en injection), ce qui ne serait conforme ni à la lettre ni à l'esprit de la loi de transition énergétique. La mise en place de ce type de service est contraire à l'esprit du code de réseau balancing qui promeut une gestion plutôt réactive par les GRT (et donc des DMO et DO plutôt courts). Dans l'hypothèse où RTE permettrait dès 2018 à des capacités de proposer cette option, Energy Pool estime que la bonification attribuée devrait se faire plutôt sur la prime variable proposée, plutôt que sur la prime fixe. En effet, la prime fixe est censée venir rémunérer la "disponibilité" des capacités. Or, que le stock soit fini ou infini, la disponibilité exigée des capacités engagées en réserve rapide reste la même (24/7). Il n'y a donc pas lieu, selon nous, de revaloriser la prime fixe des capacités "sans contrainte de stock". En outre, nous ne comprenons pas pourquoi ces capacités "sans contrainte de stock" pourraient bénéficier d'un DMO de 15' et non 13'. Enfin, la mise en place d'une bonification basée sur la durée du DMO doit de même être identique quel que soit le type de capacité. D'après votre proposition, l'écart de bonification serait le suivant : 1) Capacité avec contraintes de stock et DMO < 9minutes : Bonus de 10€/MW/jour 2) Capacité sans contraintes de stock et DMO < 9 minutes : Bonus total de 25€/MW/jour (10 + 10 + 5) Nous ne jugeons pas pertinent la mise en place d'un bonus à l'interclassement pour les capacités sans contraintes de stock	Cf. §3.1.3

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
ENGIE	Q3. Prise en compte des capacités aptes à fournir des produits standards	En préambule, ENGIE rappelle que la mise en œuvre d'un appel d'offre nécessite la définition d'un produit unique afin de bénéficier d'un marché le plus large possible, où la compétition permet de révéler le prix optimal pour tous. Les bonus/malus dans le merit order afin de prendre en compte des capacités de performances différentes introduisent des biais qui écartent le prix de son optimum économique. Ainsi dans le cas de l'introduction de capacités dont les caractéristiques sont supérieures, 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. RTE considère que la pondération (bonification) appliquée permet de prendre en compte ses problématiques opérationnelles mais ne reflète pas une différence de valeur entre les capacités. Ainsi RTE indique que les dispositions proposées permettent de tenir compte de la pondération lors de l'interclassement, tout en neutralisant son effet dans le calcul du prix marginal payé aux capacités retenues. ENGIE partage l'intérêt de la CRE et de RTE de l'introduction d'un avantage pour les capacités possédant les caractéristiques leur permettant, à terme, d'être offertes sous la forme des produits standards en énergie de Replacement Reserve (projet TERRE). Néanmoins ENGIE remarque qu'a minima ces capacités ont bien une valeur supplémentaire pour RTE: celle de pouvoir anticiper l'utilisation de ces capacités dans la gestion du réseau. Pour ENGIE, les sollicitations des capacités sans contraintes de stock, ainsi que des capacités d'une durée d'utilisation minimale (DOmin) inférieure ou égale à 15 min, pourraient, dans les deux cas, être plus fréquentes par rapport aux autres capacités, RTE préférant bénéficier de capacités plus flexibles. Or la mise à disposition de ces capacités augmente les contraintes sur les actifs sous-jacents (maintenance, coûts fixes), ce qui exige une rémunération supplémentaire à hauteur de ces coûts. Afin de faire bénéficier au réseau de ces capacités, et de lancer un signal à leurs investissements, il est essentiel de prévoir un dispositif leur permettant de bénéficier d'un revenu supplémentaire sur le prix de la capacité. La modification de l'interclassement n'est pas le bon outil dans un contexte d'appel d'offre car il met en compétition des capacités différentes. Les acteurs ne disposeront pas du signal suffisant pour proposer des offres avec des capacités possédant les caractéristiques des produits standards. ENGIE propose donc: (i) soit que ces capacités bénéficient d'une bonification, en plus du prix marginal, (ii) soit que l'utilisation de ces capacités soit limitée au même titre que les autres capacités. Dans le cas d'une bonification, le niveau proposé doit prendre en compte le coût fixe additionnel de mise à disposition de ces capacités. De plus RTE indique que la procédure d'agrément, le contrôle et des cas de défaillance supplémentaires seront redéfinis, ce qui implique une complexité supplémentaire dans la gestion spécifique de ces capacités, tant du côté de RTE que du côté de l'acteur. Ainsi le niveau proposé n'est pas à la hauteur de ces coûts. Afin de permettre aux acteurs de proposer ce type de capacités, il est doit être au moins supérieure à 20 €/MW/jour pour une capacité ayant un DOmin de 15 min, ainsi que pour une capacité ayant une absence de contrainte de stock. Enfin, plutôt que définir un produit sans contrainte de stock, RTE pourrait proposer des produits avec contrainte de stock supérieur au besoin des produits de réserves rapides, cette disposition permettrait d'élargir les capacités concernées.	Cf. §3.1.3

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
REstore	Q3. Prise en compte des capacités aptes à fournir des produits standards	REstore est favorable aux bonus à l'interclassement additionnels uniquement s'agissant du DOmin inférieur à 15 minutes. En effet, cette caractéristique peut présenter un intérêt par rapport à une capacité que Rte serait obligé d'activer plus longtemps, même pour couvrir des aléas de courte durée. En revanche, REstore considère que la valeur ajoutée des capacités sans contrainte de stock se retrouve lors de l'activation et non lors de la contractualisation. En effet, la contractualisation porte sur une garantie en énergie définie, et la possibilité de fournir au-delà de ce temps ne devrait pas impacter les capacités qui ne le font pas. De plus, du fait d'activations plus fréquentes et/ou longues, les capacités sans contrainte de stock pourront bénéficier de revenus d'activation additionnels par rapport à celles ne présentant pas des caractéristiques, en étant activés plus longuement.	Cf. §3.1.3
Smart Grid Energy	Q3. Prise en compte des capacités aptes à fournir des produits standards	Smart Grid Energy n'est pas favorable à l'insertion de modalités spécifiques pour le développement des produits standards, ces derniers n'ayant aucun lien avec le produit contractualisé par RTE dans le cadre de l'appel d'offres RR/RC. Nous considérons que le service fourni par des capacités sans contrainte de stock et à DOmin court n'a pas la même valeur que des capacités à Emax fixe et DOmin <1h. Du point de vue technique, les démarrages de courte durée sont de nature à dégrader plus rapidement la durée de vie des installations de production de type dispatchable. Enfin, la gestion des stocks de carburant est rendue plus complexe et potentiellement coûteuse lorsque l'Emax journalière est illimitée : un démarrage long sur une journée entrainerait en effet de solliciter une livraison en urgence dont le coût sera majoré. A ce titre, une simple bonification à l'interclassement apparait comme totalement insuffisante pour rétribuer correctement les acteurs fournissant ce service premium dont RTE tire de multiples avantages : augmentation des marges, disponibilité permanente d'un produit court, etc. Si RTE souhaite aider à l'émergence de capacité de type "produit standard" nous proposons qu'un appel d'offres ad hoc soit mis en place.	Cf. §3.1.3
EDF	Q4. Articulation entre agrément RR/RC et certification SSY	EDF est favorable aux évolutions proposées, de nature à alléger la procédure de ré-agrément aux RR/RC après l'obtention d'une certification Services Systèmes sans toutefois nuire à la fiabilité des capacités concernées.	Cf. §3.3.13.1.3
Energy Pool	Q4. Articulation entre agrément RR/RC et certification SSY	Energy Pool remercie RTE pour ces propositions qui répondent en partie à nos préoccupations sur la participation de sites simultanément à la RR/RC et aux SSY. En complément, nous souhaiterions qu'il soit précisé qu'en cas d'échec aux tests d'agrément RR/RC avec mise à disposition de SSY, les sites concernés, s'ils sont titulaires d'un agrément SSY, ne perdent pas cet agrément. Sur la seconde modalité, nous souhaitons clarifier la période de transition et préciser que lors de la phase transitoire (entre les tests et la réponse à la demande d'agrément), l'agrégateur ne puisse pas opérer simultanément des capacités sur les deux mécanismes.	Cf. §3.3.1
ENGIE	Q4. Articulation entre agrément RR/RC et certification SSY	ENGIE accueille favorablement les propositions de RTE en ce domaine.	Cf. §3.3.1

REstore	Q4. Articulation entre agrément RR/RC et certification SSY	REstore considère qu'il est essentiel de maintenir la possibilité de valoriser l'ensemble du gisement flexible des sites de soutirage, tout en veillant bien entendu à ce que le même MW ne soit pas rémunéré deux fois. Le retour d'expérience montre que pour certains sites, le gisement flexible peut être valorisé pour partie en services système, et pour le reste en réserve rapide ou complémentaire. En l'était actuel, la proposition de RTE constitue un recul et ne permet pas d'atteindre cet objectif. REstore considère également que la proposition : - ne permet pas de vérifier l'exclusivité de la mise à disposition de la flexibilité - introduit une discrimination en accordant de fait la priorité à la capacité d'un site engagée en RRRC plutôt qu'en services système. Il n'est pas acceptable que la capacité SSY d'une EDR impliquant un site déjà engagée dans une EDA agréée ne puisse pas être programmée tant que 2 tests valides d'activation avec fourniture simultanée de SSY n'ont pas été réalisés. Ceci place de fait en position de force les détenteurs de capacités en RRRC, et risque de décourager les sites de valoriser leur flexibilité restante en SSY. Le retour d'expérience montre que le nombre de MW restants et disponibles en SSY peut être faible par rapport à la capacité engagée en RRRC, et que l'enjeu financier lié à la possible perte d'agrément RRRC ou le passage de tests supplémentaires peut être utilisé comme levier pour freiner l'envie des sites de franchir le pas. Les contrats de RRRC étant typiquement des contrats annuels avec mise à disposition de la capacité 24/24, ceci conduirait de fait à ne pas pouvoir programmer du tout une EDR qui comporterait un site déjà engagé dans une EDA agréée et programmée en RRRC. La capacité d'un site à fournir SIMULTANEMENT les deux réserves (RRRC d'un côté et SSY de l'autre) relève de la responsabilité du site et de l'acteur d'ajustement ou du responsable de réserve. Les règles prévoient en effet explicitement qu'il est interdit de valoriser deux fois la même capacité. Le contrat qui lie un acteur avec le consommateur doit encadrer ce type de responsabilité, et le cas échéant prévoir la répartition des pénalités appliquées en cas de défaillance. De plus, les modalités proposées ne permettent en rien à RTE de s'assurer de la capacité d'un site à livrer effectivement les deux réserves simultanément. En effet, plusieurs éléments rendent un tel test inefficace : - REstore constitue en réserve primaire des EDR multisites, qui ne sont pas tous contractés à hauteur du nombre de MW CERTIFIES de l'EDR, et qui ne sont pas mobilisés en même temps pour fournir le service demandé. De plus, une EDR en livraison ne délivre la plupart du temps qu'une fraction limitée de la puissance certifiée, et uniquement dans un sens, en fonction des déviations de fréquence qui sont observés. La programmation d'une EDR et la livraison de SSY simultanément à une activation de l'EDA n'implique donc absolument pas que le site concerné sera activé, et encore moins qu'il le sera à la hauteur de la puissance maximale agréée. - Ceci est également valable pour les EDA impliquées en RRRC, qui sont la plupart du temps constituées de plusieurs sites agrégés. Lors d'un test d'activation de l'EDA, l'implication du site en question dépend de la disponibilité des autres sites de l'EDA. Chaque site d'un portefeuille EDA ou EDR peut également voir sa capacité valorisable évoluer, justement en fonction de sa disponibilité en temps réel. Dans le cas où l'activation d'un site en RR ne permettrait plus son activation de SSY durant la période de rampe par exemple, celui-ci pourrait être remplacé par un autre site du portefeuille de l'EDR, sans que cela ne compromette l'engagement SSY du responsable de réserve. Dès lors, interdire toute programmation d'une EDR contenant au moins un site déjà inclus dans une EDA RRRC agréée et programmée en RRRC, alors même que le site en question pourrait ne pas être utilisé s'il est effectivement indisponible à certains moments, est une mesure disproportionnée. Enfin, la réalisation des deux tests de l'EDA lorsque l'EDR contenant le site impliqué est programmée ne	Cf. §3.3.1

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
		garantira en rien que le site en question sera activé par REstore pour fournir les SSY demandés, et donc ne démontrera en rien à RTE que le site est capable de fournir les deux services simultanément. De plus, cela implique de mobiliser les autres sites constituant l'EDR et l'EDA impliquée, ce non pour répondre à une activation suite à un besoin du réseau, mais uniquement pour des modalités de test non justifiées. REstore préconise dès lors les modalités suivantes pour mettre en place une procédure qui permette à la fois à RTE de vérifier la fiabilité des capacités certifiées, et aux acteurs de valoriser pleinement l'ensemble du gisement flexible d'un site : - Phase 1 (administrative) : Lors de la délivrance d'un certificat d'aptitude/agrément d'une EDR/EDA en SSY/RRRC impliquant un site par ailleurs déjà enregistré dans une EDA/EDR, le responsable de réserve/acteur d'ajustement ayant contracté en dernier devra démontrer à RTE que la même capacité n'est pas valorisée deux fois (a minima en démontrant que la puissance maximale contractée sur le processus flexible impliqué est compatible avec la fourniture des deux services). - Phase 2 (opérationnelle) : que lors d'une activation ou d'un test aléatoire qui sera de toute manière réalisé dans le cadre de la vie de l'EDA engagée en RRRC, un test puisse être réalisé par RTE pour vérifier la compatibilité des deux capacités contractées. Ceci peut permettre à RTE de maintenir malgré tout un tel test, mais à un moment où de toute manière l'EDR et l'EDA auraient dû être activées, et donc sans mettre en place de test additionnel conditionnant la valorisation de l'EDR ou de l'EDA. REstore préconise par ailleurs que, dans le cas d'une activation simultanée qui ferait apparaître une défaillance au niveau de l'EDR/EDA, RTE applique les pénalités prévues de façon normale.	
Smart Grid Energy	Q4. Articulation entre agrément RR/RC et certification SSY	Nous souhaitons que RTE précise explicitement que l'agrément "RR/RC sans SSY" reste valable pour l'EDA durant la durée des essais de qualification SSY. Si ce point est accepté, les modalités proposées conviennent à Smart Grid Energy.	Cf. §3.3.1
Alpiq Energie France	Q5. Freins au changement d'agrégateur	Nous partageons ce constat et nous rappelons que l'abaissement de la barrière aura deux effets : 1. La réduction du coût brut d'un transfert de site car la collectivité n'aura plus à supporter directement ou indirectement le coût des activations pour agrément 2. L'amélioration de la mise en concurrence des acteurs entre eux et donc la réduction des marges d'intermédiation entre la capacité et le RTE	Cf. §3.3.23.3.1
EDF	Q5. Freins au changement d'agrégateur	EDF partage le constat que la procédure d'agrément actuelle constitue un frein pour le changement d'agrégateur. L'abaissement de cette barrière pourrait permettre aux capacités de rejoindre plus facilement les agrégateurs les plus efficaces et pourrait contribuer à faire baisser le prix de la réserve.	Cf. §3.3.2

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Energy Pool	Q5. Freins au changement d'agrégateur	Selon Energy Pool, la procédure d'agrément actuelle constitue une réponse appropriée aux besoins de fiabilité exprimés par RTE et n'est pas un frein au changement d'agrégateur. Energy Pool comprend néanmoins le besoin identifié par RTE de favoriser la concurrence sur le mécanisme RR/RC. Pour les moyens de production, cette procédure est envisageable. En revanche pour les capacités d'effacement nécessitant un savoir-faire dans la maitrise combinée des process impliqués et de la chaîne de commande opérationnelle (SI et centre d'opération inclus), la procédure ne nous paraît pas pertinente et difficile à mettre en œuvre. L'évaluation des gains collectifs apportés par l'abaissement de cette barrière versus la prise de risque pour le système n'est pas évidente pour les raisons suivantes : - La compréhension et la maitrise des process impliqués diffèrent en fonction du savoir-faire des agrégateurs et justifient des niveaux de valorisation en terme de MW différents en fonction des agrégateurs. - L'impact de la recomposition des EDA et des offres en cours (à la hausse ou à la baisse) est difficilement évaluable. Ces éléments sont un facteur différenciant entre les agrégateurs lors des appels d'offres. L'abaissement de cette barrière n'est pas gage de gain pour le système. La procédure d'agrément doit être vue comme un moyen d'assurer une fiabilité du système pour RTE et non comme un moyen d'empêcher le changement d'agrégateur. Celui-ci est toujours possible via un investissement commun du site et de l'agrégateur.	Cf. §3.3.2
ENGIE	Q5. Freins au changement d'agrégateur	ENGIE constate qu'en pratique la procédure d'agrément actuelle est une barrière à la concurrence sur ce marché. Le site disposant d'une capacité agréée à la RR/RC doit pouvoir choisir librement et sans surcoût l'acteur d'ajustement proposant la meilleure offre. Or, dans la procédure actuelle, son choix entraînera un surcoût lié à l'absence de rémunération des activations réalisées dans le cadre de la procédure de transfert. La levée de cette barrière permettra des échanges plus nombreux et l'atteinte d'un optimum économique sur le prix de la capacité finale pour RTE, et par suite pour la communauté. Afin de résoudre cette contrainte, RTE propose de mettre en place un processus additionnel de transfert de sites entre agrégateurs. Ce faisant il ajoute de la complexité à un système déjà très sophistiqué. Le gain obtenu sera grandement diminué par les coûts de mise en œuvre de ce nouveau processus, et notamment dans le cas d'un acteur nouvel entrant. ENGIE propose de rémunérer les activations réalisées lors de la procédure d'agrément, selon des modalités à définir. Cette proposition aurait l'avantage de: (i) faciliter les échanges de capacités entre acteurs, (ii) faciliter l'entrée de nouvelles capacités, (iii) à terme, augmenter le gain collectif du mécanisme.	Cf. §3.3.2
REstore	Q5. Freins au changement d'agrégateur	Oui. Le retour d'expérience montre que les modalités actuelles font que les sites peuvent être captifs d'un opérateur. En particulier, la possibilité de réaliser des tests sur historique permet à un opérateur ayant déjà un site dans son portefeuille (par exemple dans le cadre AOE) permet à de préqualifier ce site pour la RRRC dans des conditions plus avantageuses que lors d'un transfert dans les conditions actuelles.	Cf. §3.3.2

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Smart Grid Energy	Q5. Freins au changement d'agrégateur	L'obligation de réaliser des tests d'agrément non rémunérés constitue en effet un frein à la mobilité des capacités. Cela reste néanmoins moins contraignant que la situation précédemment connue où les engagements et prime fixe étaient perdus pendant toute la phase de transfert/agrément avec le nouvel agrégateur. L'abaissement de cette barrière permettrait sans doute une plus grande concurrence entre agrégateurs de capacités	Cf. §3.3.2
Alpiq Energie France	Q6. Procédure de transfert de capacités agréées	Nous n'avons pas connaissance de la répartition des capacités participant à la RR / RC entre les filières. Nous comprenons de la proposition ainsi faite et des échanges avec le RTE que la procédure de transfert ne concernera in fine que les groupes électrogènes. Nous estimons que cette procédure ne pourra pas s'appliquer à d'autres filières tant que RTE ne reconnaîtra pas que le processus d'activation d'un site reste toujours et devra toujours rester indépendant de l'agrégateur. En nous basant sur ce principe, on peut alors plus simplement définir un agrément du site indépendant de l'agrégateur. C'est ce qui a été proposé par RESTORE et Alpiq lors de l'atelier technique portant sur le sujet. Autres remarques : 1. les modalités de test du SI de l'Acteur d'Ajustement doit se faire sur la base d'envois d'ordres informatiques d'activation de l'AA vers des points fictifs administrés par RTE et synchronisés au serveur TAO pour mesurer le temps de réaction. Cela évite d'avoir à activer une EDA entière à chaque passage à l'échelle avec le coût que cela peut engendrer. 2. la validation de l'existence de l'interface par un test complémentaire peut se faire uniquement sur le périmètre des sites transférés, éventuellement par la création d'une EDA fictive temporaire pour le test et en vue de l'intégration dans l'EDA ciblée. En effet, l'activation d'une EDA complète à cause du transfert d'un sous ensemble de site peut amener à des situations coûteuses et non optimales. 3. la condition de transfert repose sur 5 activations historiques au sein d'une EDA agréée sur la dernière année. Nous pensons que cette condition est restrictive et doit s'étendre à l'ensemble de l'historique de l'EDA car il y a de fortes chances qu'une EDA soit activée moins de 5 fois par an lorsqu'elle est engagée en RR. 4. nous ne partageons pas la vision de RTE sur la perte de foisonnement. En effet, la perte de foisonnement est déjà implicitement prise en compte dans le fait que le transfert ne concerne que la puissance minimale observée sur l'ensemble de sites à transférer. Par conséquent, le transfert peut cibler une EDA plus petite, y compris mono site.	Cf. §3.3.2
EDF	Q6. Procédure de transfert de capacités agréées	EDF est consciente de la nécessité d'avoir un processus d'agrément à même de garantir un niveau de fiabilité inchangé, mais estime que la procédure de transfert de capacités agréées proposée par RTE est trop lourde et trop complexe pour pouvoir être mise en œuvre. En particulier, EDF ne voit pas l'intérêt de l'étape 3.2.2.1, d'autant que ce n'est pas un prérequis de l'agrément initial. Il nous semble que l'étape 3.2.2.2 permettant de tester l'interface technique mise en œuvre entre l'Agrégateur et le site, à condition que l'activation demandée soit de durée courte (< 30 mn) puisque non rémunérée, et les étapes 3.2.2.3, 3.2.2.4 et 3.2.2.5 sont suffisantes.	Cf. §3.3.2

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Energy Pool	Q6. Procédure de transfert de capacités agréées	A) Facilitation de la procédure d'agrément dans les cas de transfert : Nous pensons qu'il est nécessaire de différencier les sites en injection des sites de soutirage. La procédure proposée doit fonctionner pour le transfert de sites en injection. En revanche et d'après notre analyse ci-dessous, le transfert des sites de soutirage ne nous paraît pas encore opérationnel. B) Introduction de biais : A ce stade de la proposition (qui nous paraît incomplète quant à la définition des filières), il est difficile de se prononcer quant à l'introduction de biais. Toutefois, Energy Pool estime que pour les actifs de production ; les biais seront limités. En revanche pour le transfert de sites de soutirage, nous estimons que les biais risquent d'être conséquents. C) Peut-elle s'appliquer à toutes les filières : Il nous est difficile de nous exprimer sur ce sujet tant que les filières n'ont pas été définies par RTE. Selon nous, une fois cette procédure finalisée, elle sera compliquée à appliquer pour les sites de soutirage. Vous trouverez ci-dessous notre analyse des étapes proposées par RTE : 1) Validation de l'aptitude du SI - Energy Pool souhaite que les exigences RTE en terme de Système d'Information soient définies dans un cahier des charges diffusé à l'ensemble des acteurs afin que tous les participants soient soumis aux mêmes règles (par exemple : vérification par RTE de la réception de tous les types ordre en automatiques en JNA via les acteurs) 2) Validation de l'existence d'une interface technique - Energy Pool est d'accord avec ce principe. Afin de limiter les biais, nous proposons que le délai de carence mentionné par RTE soit conséquent. 3) Validation du DMO - A ce stade de la proposition, il est difficile de se prononcer tant que les modalités de définition des filières ne sont pas explicites (sur quels critères vont être définies ces filières ? Est-ce sur la base de secteur industriel, de code NAF, de type de procédé, des critères de DMO ?) Le cas d'EDA comprenant des sites de filières différentes n'est pas pris en compte. (exemple d'une EDA composée de sites provenant de différentes filières et prenant en compte des DMOs différents ?). Nous souhaiterions que RTE précise les modalités de transfert pour ce type d'EDA. 4) Validation des DOmin & DOmax - Idem point 3 5) Validation de la puissance agréée - Sur ce sujet, nous souhaiterions que RTE précise la définition et la méthode de calcul du coefficient de sécurité. La notion de coefficient de foisonnement est propre à chaque agrégateur. Energy Pool aimerait comprendre la méthode de calcul du coefficient de sécurité. La mise en place de ce type de coefficient de manière unique à tous les agrégateurs nous parait compliquée notamment pour les sites de soutirage. 6) Différenciation par filière : quel est l'impact sur des EDA multi-filières ? Comment RTE considère le fait qu'un site de filière A soit transféré vers un agrégateur ne maîtrisant les interfaces avec ce type de filières. est-ce à priori interdit ? 7) Applicabilité de la procédure de transfert simplifiée : Pourriez-vous expliciter le texte suivant : "le ou les sites transférés appartiennent à la même filière". Selon nous et en fonction de la définition de la filière qui sera faite, la question devrait concerner la maitrise de la filière par l'agrégateur et non le fait que le site transféré appartienne à une filière A ou B	Cf. §3.3.2

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
ENGIE	Q6. Procédure de transfert de capacités agréées	ENGIE partage l'analyse de RTE sur les maillons de la chaîne d'activation: un système d'information de RTE jusqu'à l'acteur d'ajustement, une interface de transmission entre l'acteur et le site, un processus de mise en œuvre de l'ordre au niveau du site. RTE souhaite définir 3 catégories d'aptitude en fonction du nombre N de sites d'une EDA ayant réussi 5 tests d'activation. ENGIE comprend qu'il s'agit pour RTE de valider l'aptitude d'un acteur d'ajustement à transmettre des ordres à un nombre donné de sites. Or le critère proposé ne convient pas dans le cas d'un acteur d'ajustement qui aurait déjà démontré pouvoir activer simultanément plusieurs EDA. à titre d'illustration, un acteur d'ajustement peut avoir fusionné 5 EDA de 20 sites chacun, en restant dans la catégorie n°2, alors qu'il est apte pour la catégorie n°3. Les conditions pour atteindre une catégorie doivent être redéfinies si elles devaient s'appliquer. De plus, ENGIE comprend que RTE souhaite introduire des procédures différentiées par filière, qui reste à définir. Or ceci aura comme conséquence de segmenter les acteurs d'ajustement en fonction des filières, ce qui limitera fortement les transferts entre acteurs d'ajustement. De plus, dans le cas d'un transfert, du point de vue de l'acteur d'ajustement, il n'y a pas de spécificités à activer au sein de son portefeuille un process et un groupe électrogène. Ainsi ENGIE propose que: (i) RTE puisse avoir la possibilité de rémunérer les activations réalisées lors de la procédure de transfert afin de faciliter les échanges (cf Q5) selon des modalités à définir, (ii) RTE puisse valider l'aptitude du SI à transmettre des ordres aux sites selon des modalités prenant en compte l'aptitude réelle des acteurs, (iii) RTE puisse valider sur base des appels historiques les caractéristiques des sites transférés, sans distinction de filière, afin de garantir à tous les sites les mêmes conditions de marché. Néanmoins si RTE choisissait de maintenir l'introduction de procédures différentiées par filière, ENGIE envisagerait la définition de 2 filières: (i) production et autoproduction, (ii) autres.	Cf. §3.3.2
REstore	Q6. Procédure de transfert de capacités agréées	REstore remercie RTE pour cette proposition qui constitue une avancée majeure dans la bonne direction. Il est en effet essentiel de limiter autant que possible les barrières au transfert de sites entre acteurs, afin de maintenir une concurrence équitable, notamment pour les nouveaux entrants dans un marché déjà mûr. La mise en place d'une solution pérenne et efficace nécessitera probablement plusieurs exercices, et le retour d'expérience pour mieux fonctionner. S'agissant du principe, REstore soutient une solution permettant de dissocier au maximum la certification de l'opérateur de celle des sites. Dans cette optique, REstore tient à apporter des propositions d'améliorations suivantes relatives à la dissociation de la validation du DMO (côté acteur d'ajustement) et du DOmax (côté site) : - Dans le cas où l'agrégateur destinataire du transfert ne dispose pas de suffisamment d'historiques d'activations démontrant sa capacité à respecter un certain DMO, ceci ne devrait pas l'obliger à réaliser 5 tests d'une durée minimale de 30 minutes avec le site à transférer. En effet, il convient de dissocier autant que possible le DMO de l'acteur et la capacité du site à tenir le DOmax. REstore soutient donc la possibilité de pouvoir tester le DMO de l'acteur indépendamment du DOmax du site - De même, l'unique test à réaliser en cas de transfert d'un site de même filière et dans la fourchette de sites gérables par l'acteur ne devrait porter que sur le DMO et non sur le DOmax.	Cf. §3.3.2

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Smart Grid Energy	Q6. Procédure de transfert de capacités agréées	Concernant l'article 3.2.2.5, le fait de retenir la puissance minimale constatée au cours des 5 dernières activations, arrondie au MW inférieur, pour le ou les sites transférés constitue déjà une estimation a minima de la puissance d'ajustement des capacités transférées. Par ailleurs, cette valeur n'est en rien affectée par les capacités de foisonnement de l'ancienne ou de la nouvelle EDA. Dès lors, nous estimons qu'ajouter un coefficient de sécurité réduisant la puissance d'agrément transférée en cas d'intégration d'une plus petite EDA ou interdire le transfert vers une EDA mono-site est inutilement et injustement pénalisant pour les acteurs. En outre, RTE ne précise pas la valeur des coefficients de sécurité ni leur modalités d'application. Nous souhaitons savoir si un coefficient symétrique est prévu pour des sites quittant des EDA mono-site ou rejoignant des EDAs de grande capacité. En l'absence du biais important lié au coefficient de sécurité, Smart Grid Energy serait prêt à soutenir la procédure de transfert de capacités proposée par RTE et souhaite qu'elle puisse être appliquée à l'ensemble des capacités sans distinction de filière, étant entendu que les contrôles imposés (validation de l'aptitude SI, test de validation de l'interface technique, validation des caractéristiques techniques) sont tout à fait suffisants pour s'assurer de la réalité et du niveau de performance des capacités dans le portefeuille du nouvel agrégateur quel que soit leur type.	Cf. §3.3.2
Energy Pool	Q7. Modalités de maintien de l'agrément pour les capacités diffuses	Les modalités de maintien d'agrément pour les EDA diffuses nous paraissent répondre aux enjeux identifiés par RTE. La proposition RTE ne nous semble pas introduire de biais majeurs.	Cf. §3.1.2.23.3.2
ENGIE	Q7. Modalités de maintien de l'agrément pour les capacités diffuses	ENGIE accueille favorablement les propositions de RTE en ce domaine.	Cf. §3.1.2.2
Smart Grid Energy	Q7. Modalités de maintien de l'agrément pour les capacités diffuses	Si la possibilité de retirer un ou des sites sans perte de puissance agréée est offerte sans limitation, le biais parait évident : pour une EDA initialement agréée à 70MW, après 70 retraits de 1MW, la puissance agréée restera à 70MW alors que la puissance réellement disponible sera nulle... De plus, nous estimons que la procédure basée sur l'historique (point 3 du §3.2.1.1) est tout à fait suffisante pour garantir la continuité de l'agrément des EDAs diffuses sans introduire de distorsion des modalités entre acteurs et entre types de capacités. Nous ne sommes donc pas favorables à la proposition de RTE en l'état. Ou alors elle doit être étendue pour permettre à tout type de capacités d'en profiter.	Cf. §3.1.2.2

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Voltalis	Q7. Modalités de maintien de l'agrément pour les capacités diffuses	Voltalis salue la proposition de RTE, qui va dans le sens d'une mise en cohérence du mécanisme avec les spécificités des EDA diffuses ; en revanche, les critères proposés restent trop sévères pour permettre une participation pérenne des EDA diffuses au marché. En effet, une EDA diffuse est soumise, dans son fonctionnement nominal, à des retraits de sites réguliers et importants, à l'initiative des GRD, sur des critères administratifs (mise à jour de mandats des consommateurs, aiguillage entre entités en fonction des typologies des sites, etc.). Ces volumes peuvent, en quelques mois, s'accumuler au-delà des critères présentés dans le cadre de cet Appel à Contributions, sans pour autant limiter la capacité des agrégateurs, qui intègrent ces évolutions de périmètre dans leur stratégie de contractualisation. Voltalis recommande, par conséquent, de supprimer les modalités proposées de retrait d'agrément pour les EDA diffuses, et de les remplacer par un contrôle continu, à mesure que le périmètre évolue ; par exemple, par un unique test d'activation à chaque fois qu'un seuil à définir de variation du périmètre est dépassé.	Cf. §3.1.2.2
Alpiq Energie France	Q8. Calcul du talon de consommation	Nous comprenons le souhait de RTE à vouloir contrôler le talon des EDA pour éviter les sites fantômes qui ne contribueraient qu'à rendre inefficace le contrôle de disponibilité effective et nous estimons que cette méthode est la moins pire. Toutefois quelques précisions : 1. la puissance talon devrait être égale au minimum des sommes de puissances consommées par les sites de l'EDA [...] au cours des 5 dernières activations 2. Le critère pour définir qu'un site n'a pas participé à l'effacement devrait prendre en compte les "gros sites" : a. Énergie effacée inférieure à 10 % de la conso (OK) b. Énergie effacée inférieure à 1 MW (dans le cas d'un site de 10 MW ne pouvant effacer que 1 MW) 3. L'ensemble des sites n'ayant pas contribué aux 5 dernières activations doit être un ensemble de sites constant (toujours le même ensemble sur chaque activation, c'est à dire l'intersection des ensembles de sites n'ayant pas contribué à chacune des 5 dernières activations)	Cf. §3.2.1
EDF	Q8. Calcul du talon de consommation	EDF approuve l'intention de RTE d'exclure les sites non effaçables des EDA de type soutirage utilisées pour les RRC. La méthode proposée semble répondre à cet objectif. EDF se demande toutefois comment sera initialisé le talon pour les EDA ne disposant pas d'un historique suffisant, parce qu'elles auraient eu recours à d'autres modalités d'agrément que la réalisation de 5 tests sur le mécanisme d'ajustement (par exemple lorsqu'un ou plusieurs sites ne sont pas intégrés au périmètre d'ajustement du demandeur de l'agrément lors de la procédure d'agrément). En outre, il semble à EDF qu'il manque une moyenne dans la définition : la puissance talon devrait être définie comme la moyenne sur les 5 dernières activations de la somme des puissances consommées par les sites de l'EDA n'ayant pas contribué significativement à l'ajustement.	Cf. §3.2.1

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Energy Pool	Q8. Calcul du talon de consommation	La méthodologie proposée par RTE pour définir la puissance talon d'une EDA ne nous semble pas pertinente par rapport au besoin d'identification de sites non effaçables. Selon nous, la méthode proposée ne convient pas car elle se base sur les effacements réalisés par RTE et non sur la puissance maximale et/ou agréée au sein d'une EDA par un agrégateur auprès de RTE. Si nous prenons l'exemple d'une EDA XX. Celle-ci est agréée à hauteur 90MW. Nous avons contractualisé pour un total de 110MW avec une multitude de sites. Le 29 juin, Energy Pool a déposé l'EDA sur le MA avec une Pmin = 90MW et une Pmax = 110MW. Le 29 juin RTE envoie un ordre d'activation de 90 MW. Par construction, Energy Pool n'a pas besoin d'activer l'ensemble des sites disponibles au sein de cette EDA. D'après la définition de puissance talon proposé par RTE, ces sites aurait été recensés comme ne participant pas significativement à l'ajustement et comptabilisés en tant que puissance talon alors que ceux-ci représentent des capacités effaçables Afin de définir une puissance talon et d'éviter l'introduction de sites non effaçables, Energy Pool propose que lors des tests d'agrément, tous les sites d'une EDA doivent répondre à au moins 1 activation. Si le site n'a pas rempli cette condition ou si le volume d'énergie effacée à la maille du site est inférieur à 10% du volume consommée sur la même période, la puissance talon du site pourra être définie comme la puissance moyenne observée lors des tests d'agrément du site.	Cf. §3.2.1
ENGIE	Q8. Calcul du talon de consommation	ENGIE est défavorable à cette nouvelle disposition proposée par RTE car elle remet en cause un principe acté il y a déjà plusieurs années : celui d'offrir la possibilité à un Acteur d'intégrer à tout moment des capacités de secours à son EDA après agrément (sans évidemment que cela n'augmente la puissance agréée). Lors d'une activation, ces capacités de secours ne sont pas forcément mobilisées (tout dépend des modalités du contrat entre l'Acteur et le Sites pris en secours (contrainte de stock par exemple) et du comportement des autres sites de l'EDA). L'Acteur a le choix de faire varier la composition de ses capacités de secours, après n'importe quel nombre d'activations (y compris 5). En conséquence, la disposition proposée conduirait à des calculs erronés de puissance talon parfois préjudiciables à l'Acteur si l'Acteur modifie cette composition. Pourtant, la présence de capacités de secours est un atout pour l'Acteur (et RTE) car elle rend l'EDA plus fiable. Cela dit, si RTE choisissait de maintenir cette disposition, ENGIE proposerait de la modifier car elle n'est pas applicable en l'état. Le critère de "contribution significative" à partir d'un volume effacé supérieur à 10% du volume consommé est arbitraire. A partir du moment où RTE demande une précision au kW lors de l'agrément, ce niveau de précision devrait se retrouver dans cette disposition. ENGIE proposerait donc : "lors des cinq dernières activations historiques sur le MA, un site sera considéré comme n'ayant pas contribué à l'ajustement dès lors que le volume effacé à la maille du site est nul ou négatif sur tous les Pas 10 mn des cinq plages d'activation. La puissance talon du site est le minimum des cinq puissances moyennes soutirées par le site sur les cinq plages d'activation. La puissance talon de l'EDA est la somme des puissances talons des sites n'ayant pas contribué à l'ajustement".	Cf. §3.2.1

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
REstore	Q8. Calcul du talon de consommation	REstore réitère son désaccord avec la proposition de RTE. Comme souligné à plusieurs reprises, nous considérons que le principe même de la procédure intermédiaire de contrôle de disponibilité souhaitée par RTE entre la déclaration de disponibilité de l'acteur et le contrôle de l'activation n'est ni efficace ni équitable, et doit donc être supprimée. En effet, les modalités globales encadrant la mise à disposition et le contrôle des capacités engagées en RRRC doivent demeurer équitables et technologiquement neutre au maximum : - La disponibilité de certaines capacités ne peut pas être filtrée avec ce type contrôle. Typiquement, les groupes de production de secours qui sont à l'arrêt et prêts à démarrer en cas d'activation sont et demeurent au niveau 0, qu'ils soient ou non disponibles. Un groupe de secours en maintenance ou hors service peut ainsi être jugé comme disponible aux yeux de RTE. - Le talon de consommation que RTE souhaite identifier pour affiner sa vision de la disponibilité réelle des EDA soutirage n'est pas applicable, et la formule proposée est à la fois trop complexe et inefficace. La proposition de RTE vise à identifier les situations où un agrégateur intégrerait dans son portefeuille des sites non effaçables, uniquement pour grossir la consommation minimale de son portefeuille pour passer le contrôle de disponibilité. Ceci est louable, mais en pratique cela ne permettra pas de couvrir l'ensemble des situations et conduira à pénaliser certaines capacités injustement. REstore demeure convaincu qu'un régime de pénalités équilibré entre la pénalisation des indisponibilités déclarées et celles des activations défaillantes constatées par RTE est à la fois nécessaire et suffisant pour contrôler au mieux et le plus équitablement l'ensemble des capacités engagées en RRRC. A ce titre, REstore renouvèle son soutien au principe d'activations aléatoires, qui seules permettent de vérifier in fine la disponibilité effective d'une capacité engagée.	Cf. §3.2.1
Smart Grid Energy	Q8. Calcul du talon de consommation	La méthode proposée par RTE n'est pas satisfaisante pour plusieurs raisons : 1/ Smart Grid Energy possède dans son portefeuille des capacités d'effacement dont la puissance effaçable est inférieure à 10% de la puissance consommée en fonctionnement nominal. Ces capacités sont néanmoins non négligeables car la puissance base est importante. Il serait illogique de pénaliser de telles capacités qui rendent un service effectif uniquement parce que la part effaçable du process est faible en regard de la puissance consommée globale. 2/ Dès lors que la puissance engagée pour l'EDA a été atteinte lors d'une activation historique, le contrôle ne peut pas être appliqué. En effet, le travail de l'agrégateur consiste à foisonner dans ses EDAs des capacités qui sont activées et d'autres qui constituent des secours. Ainsi, l'agrégateur peut faire le choix de ne pas activer ses capacités de secours lorsque les capacités activées rendent un service suffisant. Il serait donc injuste de pénaliser une capacité qui n'a pas été sollicitée. Nous ne sommes donc pas favorables à l'introduction de cette méthode qui supprime l'intérêt d'une gestion intelligente des capacités par les agrégateurs.	Cf. §3.2.1

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Voltalis	Q8. Calcul du talon de consommation	La méthode proposée n'est pas satisfaisante pour les EDA diffuses de soutirage. L'expertise de l'agrégateur consiste précisément à proportionner au plus juste son périmètre agréé à son engagement de puissance, en intégrant dans son foisonnement, entre autres, la thermosensibilité des sites, leur sensibilité à un effacement et leur taux de défaillance, afin d'assurer, en toutes circonstances, son engagement. Par conséquent, l'observation d'un talon de consommation lors des activations de l'EDA engagée ne constitue pas une démonstration de défaillance, mais une mise en évidence de la marge de sécurité intégrée par l'agrégateur à son engagement : elle ne répond donc absolument pas au besoin de RTE de contrôler la disponibilité de sa Réserve. La mise en œuvre de la modalité proposée par RTE revient à imposer aux agrégateurs de garantir que leur périmètre consommera en permanence exactement la puissance engagée, ce qui n'a aucun sens, au vu des typologies des EDA diffuses, en particulier celles agrégeant des sites résidentiels thermosensibles. Voltalis note, par ailleurs, que cette disposition constitue une inéquité de traitement entre les acteurs, les EDA d'injection ne produisant pas hors activation ne pouvant être contrôlées. En conclusion, Voltalis recommande que la modalité soit retirée des dispositions de l'Appel d'Offres, et souligne que l'existence d'une éventuelle puissance talon est, de toute façon, déjà détectée et pénalisée par RTE en cas d'activation inférieure à l'engagement.	Cf. §3.2.1
EDF	Q9. Expérimentation observabilité statistique	EDF n'est pas opposée à la reconduction de l'expérimentation relative à l'observabilité statistique en soi. En revanche, EDF souhaite que RTE diffuse davantage d'éléments sur l'utilisation qu'en ont fait les acteurs : y ont-ils eu recours, quels freins ont-ils rencontré, etc. ? RTE en effet indique dans son appel à contributions ne pas être en mesure d'établir de retour d'expérience du lancement en 2017 de cette expérimentation. Ce point mériterait d'être étayé pour que l'on puisse juger du bien-fondé de la reconduction de l'expérimentation. EDF note également que RTE propose d'introduire la possibilité d'utiliser des données permettant de refléter la consommation mesurée au seul périmètre des usages effacés et non pas la consommation mesurée au point de raccordement du site au réseau. EDF s'interroge sur les effets induits par cette disposition, en particulier si elle permettait de valider fictivement un effacement qui au périmètre du site serait en fait compensé par une hausse de la consommation d'autres usages. Les effets bénéfiques d'un effacement pour le système doivent pouvoir être visibles à l'échelle du site de consommation.	Cf. §3.1.2.3
Energy Pool	Q9. Expérimentation observabilité statistique	Energy Pool est favorable à la reconduction de l'expérimentation relative à l'observabilité statistique. Les modalités d'accès au marché secondaire des capacités ayant recours à l'observabilité statistique nous semble satisfaisante.	Cf. §3.1.2.3
ENGIE	Q9. Expérimentation observabilité statistique	ENGIE accueille favorablement les propositions de RTE en ce domaine.	Cf. §3.1.2.3
Voltalis	Q9. Expérimentation observabilité statistique	Voltalis est favorable à toutes les dispositions proposées par RTE dans le cadre de l'observabilité statistique pour l'Appel d'Offres 2018, à savoir : o reconduction de l'expérimentation, o possibilité de participer au marché secondaire hors période d'engagement initial, o recours à une sous-mesure Qualifiée pour le MA.	Cf. §3.1.2.3

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Alpiq Energie France	Q10. Modalités de prise en compte des capacités sans contrainte de stock	Nous regrettons que ce sujet ne soit traité que pour "le courant de l'année 2018" avec comme seule contrainte temporelle la mise en œuvre de la plateforme TERRE alors qu'il avait été introduit depuis l'AO 2017. Nous pensons que RTE devrait envisager plus largement d'accepter la notion de stock au-delà du stock RR. L'idée étant de pouvoir activer tout stock offert au-delà du stock requis de RR.	Cf. §3.2.2
EDF	Q10. Modalités de prise en compte des capacités sans contrainte de stock	EDF n'est pas opposée à l'ajout d'un nouveau cas de défaillance et d'une pénalité associée, dès lors que le dimensionnement de celle-ci n'introduit aucun biais significatif (mauvaise incitation à bénéficier d'un éventuel bonus quitte à subir la pénalité ensuite, mauvaise incitation à ne pas déclarer le niveau de stock réel de la capacité, etc.).	Cf. §3.2.2
Energy Pool	Q10. Modalités de prise en compte des capacités sans contrainte de stock	Energy Pool rappelle ne pas être favorable à la bonification des capacités sans contrainte de stock sur le mécanisme RR/RC. Dans le cas ou RTE mettrait une bonification à l'interclassement des capacités sans contrainte de stock, le montant des pénalités appliqué par RTE en cas de redéclaration d'un stock par ces capacités doit être supérieur ou égal à l'avantage concurrentiel accordé à ces capacités lors de l'interclassement. Energy Pool propose que ces pénalités soient symétriques aux pénalités appliquées aux acteurs répondant à des engagements 9 minutes avec des capacités agrées 13 minutes.	Cf. §3.2.2
ENGIE	Q10. Modalités de prise en compte des capacités sans contrainte de stock	Pour ENGIE, les pénalités liées à une contrainte de stock pour une capacité ayant été déclarée sans contrainte de stock ne devront pas dépasser la rémunération supplémentaire attendue, de telle sorte que l'acteur ne soit pas exposé à des pénalités additionnelles par rapport au système actuel. Ceci est d'autant plus vrai que RTE indique que des évolutions importantes des outils et de ses processus sont nécessaires pour mettre en œuvre la sollicitation des capacités sans contraintes de stock. Le préavis de 3 mois implique que les acteurs volontaires choisissant d'accompagner les évolutions du système électrique en offrant des capacités sans contrainte de stock n'auront aucune visibilité des impacts opérationnels, et des surcoûts associés, au moment de l'appel d'offre. De plus ENGIE souhaiterait que les modalités de secours des capacités sans contrainte de stock soient explicitées. En effet, en cas d'indisponibilité de la capacité sans contrainte de stock, ENGIE souhaiterait que l'acteur puisse trouver une capacité en secours (sur le marché secondaire, ou sur son propre portefeuille) avec contrainte de stock. Il est entendu que, dans ce cas, la bonification supplémentaire est perdue pour l'acteur.	Cf. §3.2.2
Smart Grid Energy	Q10. Modalités de prise en compte des capacités sans contrainte de stock	Comme évoqué à la question 3, Smart Grid Energy considère que la mise à disposition de capacités sans contraintes de stock est contraignante techniquement et financièrement pour les exploitants et n'apporte actuellement aucun avantage en retour. Seul RTE trouvera un intérêt à disposer de cette réserve de marge gratuite et avec un nombre de démarrages journalier illimité. Le fait que RTE prévoit en plus des pénalités lorsqu'une redéclaration est réalisée avec des contraintes de stock ajoute encore à cette dissymétrie. Par conséquent les modalités ne sont absolument pas satisfaisantes.	Cf. §3.2.2

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Alpiq Energie France	Q11. Régime de pénalités en cas d'aléa technique	Nous saluons la volonté du RTE de ne pas vouloir pénaliser les indisponibilités liées à des aléas techniques, toutefois, nous tenons à alerter sur les critères considérés par RTE comme étant non recevables. Considérons toujours qu'un engagement est pris la plupart du temps plus d'un an à l'avance. 1. Les conditions climatiques défavorables : o ce critère rejette de fait les groupes électrogènes de secours qui sont utilisés dans des conditions orageuses par exemple. Et un épisode orageux est difficilement prévisible un an à l'avance. o il en va de même pour les groupes thermiques fortement dépendants de la température. Sauf à exclure de grandes périodes et compte tenu de la remarque formulée sur la PminProd, il est difficile d'engager une capacité thermique en RR et le niveau de pénalité n'incite pas à un comportement vertueux de ces capacités. 2. Les maintenances régulières : certes, les industriels savent qu'ils doivent procéder à des maintenances régulières (généralement annuelles). Mais ces maintenances sont rarement connues longtemps à l'avance (et à fortiori un an avant) car elles dépendent de l'activité industrielle du site et des fournisseurs en amont. Nous avons eu un exemple récent de maintenance décalée de 2 mois avec un préavis d'une semaine. Nous pensons qu'il serait plus sain de ne pas considérer de différence entre les défaillances et de toutes le traiter de la même manière face à un coût de constitution dépendant du prix de clôture d'un AO journalier (visant à combler les indisponibilités)	Cf. §3.2.3
EDF	Q11. Régime de pénalités en cas d'aléa technique	RTE envisage 2 critères pour définir l'aléa technique. Si la situation de grève sur les sites composant l'EDA permet de définir objectivement l'aléa technique, la notion de défaillance exceptionnelle et impromptue d'un dispositif technique nécessaire à la mise en œuvre de l'ajustement semble plus subjective et soumise à une large plage d'interprétations possibles. EDF souligne donc les difficultés que pourrait poser cette définition à traiter de manière équitable les diverses situations que RTE aurait à juger. EDF recommande d'expliciter les aléas visés, et en particulier de préciser si le dispositif technique visé comprend la chaîne d'activation agrégateur / site, et pour les sites de soutirage, si le dispositif technique visé inclut un aléa sur le « process effaçable ».	Cf. §3.2.3
Energy Pool	Q11. Régime de pénalités en cas d'aléa technique	La mise en place de la notion d'aléas techniques nous semble bénéfique pour le système. Les critères de définition de l'aléa technique nous semblent pertinents au regard des aléas d'exploitation que nous avons pu rencontrer. Nous souhaiterions compléter votre proposition avec les éléments suivants : 1) La notion d'aléa technique doit pouvoir s'appliquer à la fois au titulaire du contrat et au(x) site(s) impacté(s). 2) Au vu de la période de dépôt des préavis de grève, nous pensons opportun que la déclaration de ce type de défaillances puisse se faire jusqu'à 18h30 en J-1 3) L'impact d'un dépôt de préavis de grève sur les activités d'un site étant difficile à estimer en fonction des périodes de quart, nous proposons qu'une redéclaration puisse se faire à postériori en J si le site n'a été impacté et que la disponibilité constatée est conforme aux engagements contractuels 4) Dans les cas de grèves faites sans préavis (exemple : débrayage effectué dans le cadre du droit de retrait), nous proposons qu'une déclaration "exceptionnelle" d'aléa de grève soit mise en place et limitée à 5 déclarations par an.	Cf. §3.2.3

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
ENGIE	Q11. Régime de pénalités en cas d'aléa technique	ENGIE accueille favorablement la proposition de RTE d'intégrer un régime de pénalités spécifique en cas d'aléa technique. ENGIE remarque seulement que la déclaration sur l'honneur des utilisateurs des sites n'est pas adaptée dans le cadre d'un site de production dont les aléas sont déjà déclarés sur REMIT. Ainsi il convient de simplifier la déclaration dans un tel cas. ENGIE partage l'avis de RTE sur une pénalité indexée sur la prime fixe, puisque, dans un tel cas, c'est bien la capacité qui n'est pas disponible, et n'est donc pas arbitrable sur un autre mécanisme. Néanmoins, une pénalité égale à quatre fois la prime fixe peut inciter certains acteurs à ne pas déclarer son aléa en espérant ne pas être activé. Notons qu'il est de l'intérêt du réseau que l'appel d'offre puisse retenir préférentiellement les capacités les plus fiables. Or une pénalité trop élevée ne permet pas aux acteurs d'intégrer dans leur offre la totalité de la prime de risque, sous peine de ne pas être retenue. ENGIE propose afin d'améliorer le fonctionnement du marché une pénalité spécifique en cas d'aléa technique égale au plus à deux fois la prime fixe. 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. §3.2.3
REstore	Q11. Régime de pénalités en cas d'aléa technique	REstore remercie vivement RTE pour sa proposition d'introduire une pénalité limitée à 4 fois la prime capacitaire du pas demi-horaire concernée en cas d'aléa technique déclaré par l'acteur. Néanmoins, REstore considère que la définition d'aléa technique proposée par RTE est beaucoup trop restrictive, et doit être élargie. En particulier, REstore propose que cette pénalité réduite puisse être appliquée plus souplement, quitte à introduire un seuil au-delà duquel la pénalité appliquée augmente, avec un compteur de défaillances similaire à celui introduit en AOE. Ceci permet de s'assurer que les premières indisponibilités fortuites qui surviennent sont bien déclarées (contrairement au cadre actuel), et qu'elles sont pénalisées proportionnellement au revenu perçu plutôt qu'au prix spot, tout en s'assurant que la situation ne se reproduit pas trop fréquemment en relâchant l'incitation des capacités à se rendre disponibles. S'agissant de l'élargissement des conditions d'éligibilité, REstore considère que : - par nature les aléas techniques imprévus peuvent survenir au plus près du temps réel, alors que les options de couverture sont difficiles à trouver. REstore est donc très défavorable à la proposition de RTE de limiter aux déclarations d'indisponibilité survenant avant 16h30 en J-1. En lieu et place de cette limitation, REstore propose que, en cas d'aléa technique long (nombre d'heures à définir), un acteur soit obligé de démontrer que le marché secondaire ne fournit aucune capacité à un prix raisonnable (5x fois le prix de la capacité par exemple), pour être éligible à la pénalité réduite. - le caractère « régulier » et « récurrent » mis en exergue par RTE doit être géré épar la mise en place d'un compteur de défaillance, permettant de limiter l'application de la pénalité restreinte, plutôt que par l'éviction des aléas techniques ou des maintenances. - La charge de la preuve doit ainsi être renversée, et dans le cas où RTE aurait des doutes quant au caractère fortuit et inévitable d'une indisponibilité déclarée (notamment en cas de récurrence régulière), REstore est favorable à ce que l'agrégateur soit obligé de fournir une justification.	Cf. §3.2.3
Smart Grid Energy	Q11. Régime de pénalités en cas d'aléa technique	Les critères de définition de l'aléa technique nous semblent pertinents. En revanche, et pour reprendre les analyses portées par Engie ainsi que Restore au cours des réunions de concertation, nous estimons qu'au delà de deux fois la prime fixe pour l'engagement concerné la pénalité serait trop dissuasive pour inciter une déclaration effective des défaillances par les acteurs. Nous estimons qu'en l'état la proposition de RTE n'aura pas d'impact sur le niveau de fiabilité des capacités proposées car le coût des pénalités, bien que réduit, reste trop élevé.	Cf. §3.2.3

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Alpiq Energie France	Q12. Format du fichier NER	Le fichier de NER convient. Merci de préciser rapidement quel sera le format des libellés des pas demi-horaires en cas de changement d'heure.	Cf. §3.2.4.1
EDF	Q12. Format du fichier NER	Le format de fichier NER proposé par RTE convient à EDF.	Cf. §3.2.4.1
Energy Pool	Q12. Format du fichier NER	Energy Pool est favorable à la mise place d'un fichier standard pour les notifications d'échanges de réserves. Afin de ne pas multiplier le nombre de fichiers pour les contrats d'échanges de longue durée, nous proposons d'inclure le jour de livraison dans le corps du fichier NER et de le supprimer de la ligne d'en tête. Le format prendrait la forme suivante : - Ligne d'en tête avec : a) identité du titulaire cédant b) identité du titulaire acquéreur c) type d'engagement - Corps du fichier constitué d'une ou plusieurs lignes, avec pour chacune : a) jour de livraison concerné au format JJ/MM/AAAA b) début du pas demi-horaire c) fin du pas demi-horaire d) puissance	Cf. §3.2.4.1
ENGIE	Q12. Format du fichier NER	ENGIE est favorable à toutes les propositions permettant d'augmenter les échanges sur le marché secondaire. Par contre ENGIE n'a pas compris l'intérêt d'introduire un fichier au format csv pour les NER, qui viendrait en complément des documents qui sont en vigueur actuellement. ENGIE est favorable à la mise en œuvre de la liste de diffusion incluant tous les acteurs disposant de capacités agréées. Ce système a le mérite de la simplicité.	Cf. §3.2.4.1
Smart Grid Energy	Q12. Format du fichier NER	Oui	Cf. §3.2.4.1
EDF	Appel d'offres : bonus 9'	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 (le produit 9 minutes ne garde de l'intérêt qu'en cas d'indisponibilité de TAO ou de refus d'une activation par une EDA à DMO 13 minutes).	Cf. §3.1.4
EDF	Appel d'offres : bonus 9'	EDF s'étonne d'ailleurs que RTE propose que le bonus à l'interclassement pour les capacités à DMO 9 minutes soit de 10 €/MW/jour, alors qu'il était de 10 €/MW/(nombre de jours de la plage de l'offre) en 2017. Si EDF juge plus équitable qu'un éventuel bonus soit constant tout au long de l'année, elle considère que ce changement dans la formule aurait du s'accompagner d'un changement du niveau du bonus. EDF s'interroge en outre sur les modalités d'application d'un éventuel bonus, qui devrait selon elle être différent selon le DOmax des offres, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui.	Au sein de l'appel d'offres 2017, la bonification appliquées aux capacités offertes en DMO 9' était de 10€ par MW et par jour.

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
ENGIE	Appel d'offres : contrôle sur les puissances offertes	ENGIE remarque que dans le cas où un acteur dispose de capacités déjà agréées et souhaite formuler une offre pour une puissance supérieure à celle de l'agrément sur la base des mêmes sites, alors il est nécessaire de procéder à un nouvel agrément avant la date limite de soumission des offres. Or, dans le cas de nouveaux sites, le nouvel agrément peut être obtenu dans un délai plus long (fin novembre 2017 pour l'année 2018). Ceci constitue un biais significatif entre les capacités existantes et les capacités nouvelles. De plus cette disposition est un frein à l'amélioration continue des capacités existantes. ENGIE propose que la date limite de l'obtention de l'agrément soit identique pour l'ensemble des EDA et le plus tard possible (fin novembre).	Les modalités actuelles prévoient la possibilité d'offrir des puissances non encore agréées afin de faciliter la participation de nouveaux entrants. Cette modalité ne concerne pas nécessairement les acteurs en place disposant déjà de capacités agréées. RTE considère que les biais introduits par la suppression du contrôle proposée par ENGIE seraient importants (risque d'indisponibilité, impact sur les prix, etc.) au regard des gains associés. L'introduction d'un appel d'offre court terme devra permettre de traiter les capacités agréées augmentant leur puissance postérieurement à l'AO annuel.
EDF	Appel d'offres : prise en compte des offres indivisibles	RTE indique en page 13 de l'appel à contributions que l'évolution du régime de compensation des coûts de constitution des réserves pourrait amener RTE à adopter un nouvel algorithme potentiellement sous-optimal. EDF s'étonne du lien que fait RTE entre le régime de compensation et l'adoption d'un tel algorithme.	Cf. §3.1.5
ENGIE	Appel d'offres : prise en compte des offres indivisibles	ENGIE s'interroge sur le nouvel algorithme que proposerait RTE dans le cadre de la mise en œuvre du TURPE 5. L'algorithme actuel a comme avantage à la fois de prendre en compte les contraintes techniques des actifs, et de minimiser le coût pour la communauté. Ainsi il assure un optimum économique en permettant à l'ensemble des acteurs d'offrir leur capacité au meilleur prix. Introduire une contrainte supplémentaire dans l'algorithme afin respecter le volume de 1500 MW aboutira à rendre le marché moins transparent et plus discriminatoire. A minima, Il sera nécessaire d'expliciter aux acteurs de marché le nouvel algorithme, préalablement à l'appel d'offre.	Cf. §3.1.5
Smart Grid Energy	Appel d'offres : prise en compte des offres mensuelles	2.4.2.1 Nous sommes surpris que RTE ne propose pas de question relative au changement important qui est indiqué à ce paragraphe. Il nous semble que le minimum serait de fournir une analyse d'impact via un rejeu des offres de l'année N-1 avant d'engager une telle modification des règles. Le fait qu'aucun prix hebdomadaire n'émerge dans le cadre d'un tel fonctionnement semble problématique, notamment dans le cadre d'une évolution prochaine vers des appels d'offres de court terme. Enfin, le marché secondaire souffrirait également d'une absence de référence qui pourrait limiter sa liquidité.	Cf. §3.1.6
Energy Pool	Contrat	Energy Pool souhaiterait aborder les sujets suivants : - Données GRD et GRT. - Calendrier de contractualisation de la RR/RC Sur le sujet des données, afin de simplifier le travail des différents acteurs, nous souhaitons que RTE mette en application le code de l'énergie (article R271-6). Cela permet à RTE d'utiliser les données des opérateurs d'effacement dans l'hypothèse où les données des GRT/GRD ne seraient pas produites dans des délais raisonnables (par exemple un mois après les opérations). Energy Pool souhaiterait sensibiliser RTE sur le fait que le calendrier de contractualisation RR/RC est court. Energy Pool souhaiterait proposer le calendrier suivant : 1) Période d'Appel à Contributions : Avril / Mai 2) Période d'Appel d'Offres : Juin / Juillet / Septembre	L'article R271-6 du Code de l'énergie prévoit que le GRT puisse utiliser les données des opérateurs lorsque les données de comptage « ne présentent pas les caractéristiques nécessaires à l'évaluation précise des volumes d'effacement de consommation ». Le cas mentionné par Energy Pool ne semble pas remplir ce critère.

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
			Par ailleurs, le calendrier proposé par Energy Pool ne semble pas applicable du fait du délai d'instruction nécessaire suite à l'appel à contributions.
ENGIE	Contrat	ENGIE comprend que RTE procèdera à la réécriture du contrat RR/RC en vue du prochain appel d'offres afin d'en améliorer la lisibilité. Dans ces conditions, ENGIE souhaiterait que RTE puisse diffuser le contrat en cours de réécriture aux acteurs de marché en amont de l'appel d'offre. De plus ENGIE souhaiterait savoir s'il sera possible de transmettre des remarques sur la réécriture du contrat.	RTE fera ses meilleurs efforts pour diffuser une version « refondue » du contrat 2017 n'intégrant pas les évolutions mentionnées dans le présent rapport. RTE rappelle par ailleurs que les acteurs ont la possibilité, durant la phase de consultation, de demander des clarifications. Si ces demandes de clarification appellent une révision de la rédaction du contrat, RTE pourra mettre à jour ce dernier.
Smart Grid Energy	Contrat	Nous demandons que le délai contractuel de notification des pénalités, quelle que soit leur origine, soit borné à 6 mois maximum après la date de la défaillance. Ce délai est suffisant pour permettre une analyse exhaustive des données par RTE et permet aux acteurs d'éviter l'écueil d'un traitement comptable très lourd de provision pour risque.	Les données utilisées pour effectuer les contrôles peuvent être révisées sur une période de 5 ans. RTE ne peut donc s'engager sur un calcul définitif des pénalités avant cette échéance. L'article L.110-4 du code du commerce prévoit que les obligations se prescrivent 5 ans après la fin de la validité du contrat. RTE ne souhaite donc pas s'engager sur un délai de facturation définitive des pénalités inférieur à 5 ans.
ENGIE	Contrat : Observabilité des capacités agréées	ENGIE comprend que le protocole TASE 2 est accepté dans le cadre de l'observabilités des capacités agréées. ENGIE remarque que, si RTE souhaite modifier les exigences sur le protocole, il est nécessaire d'avertir les acteurs le plus en amont possible, a minima 15 mois avant.	Les protocoles TASE.2 et IEC-104 sont tous deux acceptés. RTE prend note de la demande d'Engie quant au délai de prévenance pour la modification des exigences.
ENGIE	Contrat : prise en compte des contraintes de stock	En relation avec les questions Q3 et Q10, ENGIE propose que RTE introduise aussi des capacités ayant des stocks d'énergie supérieurs à 4H. Ce produit serait moins contraignant, des acteurs supplémentaires pourraient le proposer. Comme pour les capacités sans contrainte de stock, une prime devrait s'ajouter au prix marginal, et, en cas de défaillance sur le critère de stock, l'acteur ne sera pas rémunéré de cette prime.	La prise en compte des capacités sans contrainte de stock (avec en perspective leur partage au sein des plateformes européennes de produits standards) nécessite une évolution importante des outils et processus opérationnels d'équilibrage.

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
			RTE propose d'adopter une démarche progressive : démarrer par la prise en compte des capacités à stock 24h à l'horizon de mise en œuvre du projet TERRE puis étudier une évolution du dispositif visant à prendre en compte de manière plus fine le stock réel des capacités.
ENGIE	Procédure d'agrément	ENGIE rejoint RTE dans son souhait d'éviter de multiplier le plus possible les tests pour obtenir l'agrément. Néanmoins le choix d'un délai de carence de 3 mois réduira fortement les possibilités de faire aboutir les projets dans un délai raisonnable, et par suite, limitera fortement l'émergence de nouvelles capacités. Or le critère de performance le plus difficile à garantir et à fiabiliser pour l'acteur d'ajustement est aussi celui qui est le plus précisément mesuré par RTE, et celui dont les exigences de tolérances sont les plus fortes: la puissance. Refuser l'agrément pour quelques kW d'erreur sur la puissance alors que RTE n'accepte que des pas de 1 MW au niveau des capacités ou des EDA est incohérent. Ainsi ENGIE rappelle que les acteurs d'ajustement ne commencent une procédure d'agrément qu'une fois finalisés la qualification de la capacité et son processus de mobilisation: à l'ultime étape, le gisement de puissance de flexibilité peut se révéler légèrement inférieur du fait de l'approximation à 1 MW demandée par RTE. Un délai de carence introduit une sanction supplémentaire à celle que subit l'Acteur qui doit redemander une procédure. ENGIE propose d'appliquer ce délai de carence à tous les autres critères de performance à l'exception de la puissance, et/ou, d'alléger les exigences sur les écarts de puissance dans la procédure d'agrément. Par exemple, le délai de carence de trois mois ne s'appliquerait pas si l'erreur sur la puissance proposée à l'agrément est supérieure à 500 kW.	Cf. §3.3.3
Smart Grid Energy	Procédure d'agrément	3.2.1 Nous demandons qu'une modification soit apportée à la procédure d'agrément afin de supprimer une anomalie aberrante qui amène à devoir réaliser un 5ème essai/fonctionnement lorsque 4 essais/fonctionnements sont déjà conformes. Nous avons été récemment été contraints de réaliser un fonctionnement dans le cadre d'un agrément sur base historique (le dernier fonctionnement historique datant bien de moins de 6 mois) avec pour simple objectif d'atteindre le chiffre de 5 fonctionnements, alors que le résultat de ce test n'avait strictement aucune incidence sur le résultat. Modification suggérée : "L'historique des Activations sur le MA montre que, sur les cinq dernières Activations AU MAXIMUM, passées dans les conditions techniques d'Agrément, toutes ayant été réalisées durant les 36 derniers mois, dont deux au moins dans les 12 derniers mois et une au moins dans les 6 derniers mois, quatre Activations sont déclarées conformes selon les modalités de l'article 5.2." De même, pour les agréments de nouvelles EDAs, la possibilité devrait être offerte à l'acteur de stopper les essais lorsqu'il est sûr de sa réussite sur les 4 premiers tests.	Sur le premier point, RTE déclinera l'évolution proposée par Smart Grid Energy. Sur le second point, le contrat en vigueur permet déjà à l'acteur de mettre fin à la période d'agrément lorsqu'il considère que les 4 premiers essais ont été réussis.

Acteur	Sujet	Contribution	Réponse de RTE
Smart Grid Energy	Procédure d'agrément	3.2.3 Bien qu'ayant pleinement conscience du besoin de RTE de valider de façon fiable la puissance d'agrément délivrée, nous regrettons que RTE n'ait pas pris en compte les remarques exprimées par les acteurs en séance. En premier lieu, il serait injuste de considérer que ces derniers utilisent ce que RTE appelle une méthode "essais-erreur" puisque l'échec à une procédure d'agrément est fortement préjudiciable en termes d'image comme sur le plan financier. Le lancement d'une nouvelle procédure d'agrément amène généralement à une perte de rémunération d'un mois (au minimum) sur les puissances non agréées à laquelle s'ajoutent les coûts de contractualisation sur le marché secondaire, de résiliation ou pire de défaillance. Par ailleurs, les capacités faisant l'objet d'un test d'agrément sont évidemment testées en amont du lancement d'une procédure d'agrément, cependant il serait illusoire de compter sur la réalisation de 25 essais non rémunérés entre agrégateurs et exploitants. Nous demandons donc à RTE de faire preuve de pragmatisme et de maintenir une souplesse minimale sur le délai de carence. Nous rappelons à RTE qu'une proposition constructive avait été faite en séance par Smart Grid Energy et que celle-ci avait reçu l'approbation de la majorité des acteurs participants : en cas de défaillance (en moyenne sur les 5 essais) de moins de 5% de la puissance à faire agréer, une nouvelle procédure d'agrément sans délai de carence doit pouvoir être réalisée dès lors que les caractéristiques sont inférieures, l'acteur ayant de toute façon une perte d'opportunité supérieure au gain lié aux 5% de puissance agréée refusée.	Cf. §3.3.3
Smart Grid Energy	Procédure d'agrément : délai de notification du résultat	Nous demandons que le délai de délivrance des agréments soit également borné dans le temps. La situation de confort unilatéral dans laquelle RTE se place en n'indiquant aucun délai dans sa procédure d'agrément fait peser de trop lourde incertitude sur les acteurs et n'est par conséquent pas acceptable. Nous préconisons une limite au 15ème jour suivant la date du dernier test pour un agrément basé sur au moins un essai et au 15ème jour suivant la demande d'agrément pour une demande sur base historique.	Les données de courbe de charge sont nécessaires à l'analyse des activations. Dans le cas d'une EDA contenant des sites raccordés au RPD, les données sont remontées par le GRD dans un délai qui ne peut être contraint par le contrat. Il est de la responsabilité des acteurs d'informer les GRD et de s'assurer auprès d'eux de la transmission des données à RTE. RTE fournit ses meilleurs efforts afin d'établir rapidement le résultat de la procédure. Si RTE devait prendre un engagement contractuel sur un délai de traitement, alors ce délai serait nécessairement très supérieur au délai moyen constaté car il devrait tenir compte de situations particulières de charge opérationnelle et des possibles difficultés rencontrées dans l'analyse des activations.