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

Acteur	Question	Réponse
EDF	Q1. Les limitations proposées par RTE sur le nombre de prix soumis par période et leur précision vous semblent-t-elles acceptables ?	Les limitations proposées par RTE sur le nombre de prix soumis par période et leur précision semblent acceptables à EDF.
EDF	Q2. Les modalités de soumission d'offres proposées répondent-elles aux contraintes spécifiques aux capacités diffuses ? Le critère permettant d'identifier ces capacités vous semble-t-il pertinent ? Le fonctionnement proposé vous paraît-il introduire des biais significatifs ?	EDF n'a pas de remarques sur les modalités de soumission d'offres proposées par RTE pour les capacités diffuses.
EDF	Q3. Êtes-vous favorable à l'introduction d'une bonification pour les capacités aptes à soumettre des produits standards ? Le niveau de bonification proposé par RTE vous paraît-il adapté ?	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 ce 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.
EDF	Q4. Ces modalités vous semblent-elles applicables d'un point de vue opérationnel ? Répondent-elles à vos préoccupations liées au maintien de l'agrément RR/RC ?	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.
EDF	Q5. Partagez-vous le constat que la procédure d'agrément actuelle constitue un frein pour le changement d'agrégateur ? Quels gains collectifs pourraient être apportés par l'abaissement de cette barrière ?	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.
EDF	Q6. La procédure de transfert de capacités agréées proposée par RTE vous semble-t-elle faciliter la procédure d'agrément dans la majorité des cas de transfert ? Introduit-elle des biais ? Peut-elle s'appliquer à toutes les filières ?	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 pré-requis 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.
EDF	Q7. Les modalités de maintien d'agrément pour les EDA diffuses vous paraissent-elles répondre aux enjeux opérationnels associés à ce type de capacités ? La proposition de RTE vous semble-t-elle introduire des biais ?	Les modalités de maintien d'agrément pour les EDA diffuses n'amènent pas de remarques particulières de la part d'EDF.

EDF	Q8. La méthode de calcul du talon de consommation proposée par RTE vous semble-t-elle satisfaisante ?	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.
EDF	Q9. Etes-vous 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 vous semblent-elles satisfaisantes ?	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 faite 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.
EDF	Q10. Les modalités de prise en compte des capacités sans contrainte de stock vous paraissent-elles satisfaisantes ?	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).
EDF	Q11. Les critères de définition de l'aléa technique proposés par RTE vous semblent-ils pertinents ? Introduisent-ils des biais ? De manière générale, comment analysez-vous l'impact de cette proposition sur le niveau de fiabilité des capacités proposées en réserve ?	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 ».
EDF	Q12. Le format de fichier NER proposé par RTE vous convient-il ?	Le format de fichier NER proposé par RTE convient à EDF.
EDF	Q13. Êtes-vous en mesure d'indiquer quelles capacités sont dans cette situation ? Quelle augmentation du niveau de revenus serait nécessaire à ce que ces capacités puissent continuer d'être offertes sur le marché de réserves rapide et complémentaire si celui-ci devenait un appel d'offre journalier ?	EDF tient à souligner que plus l'échéance de l'appel d'offres est courte et moins la disponibilité des volumes à contractualiser est garantie, car plus les capacités feront l'objet d'un arbitrage entre marché et réserve. Dans le cas d'un appel d'offre journalier, en cas de situation très tendue, il est vraisemblable qu'EDF n'ait pas de volume disponible pour l'appel d'offres de RTE. En outre, la rémunération d'un moyen de pointe est, en espérance, du même ordre de grandeur, qu'elle soit obtenue lors d'enchères journalières ou par une anticipation de celles-ci, lors d'une enchère annuelle. L'horizon de contractualisation ne peut donc probablement pas être déterminé au regard de la seule espérance de rémunération. En revanche la dispersion statistique de cette dernière est sans commune mesure si elle est acquise à travers un processus journalier ou en annuel. Dans le premier cas il faut attendre plusieurs dizaines voire centaines d'années pour toucher de façon quasi certaine la rémunération annuelle moyenne alors qu'on l'obtient du premier coup dans un processus annuel parfait. Cette différence de certitude est de nature à modifier les décisions d'investissement à niveau de rémunération pourtant identique. De la même façon, le coût pour la collectivité est maîtrisé lors d'enchères annuelles, mais pourrait violemment déraper lors d'enchères journalières, en cas de situation durablement très tendue qui contraindrait la constitution de la RRC à venir arracher des MW à un équilibre de marché très coûteux.
EDF	Q14. Pouvez-vous nous donner une chronique indicative, au pas horaire ou demi-horaire, de votre capacité de réserve ne pouvant pas être anticipée avec un niveau de confiance suffisant pour être offerte lors d'un appel d'offres annuel mais qui pourrait l'être la veille du jour de livraison ? Quelle est la nature de des capacités qui fourniraient ces réserves ?	EDF ne dispose pas de capacité de réserve ne pouvant pas être anticipée avec un niveau de confiance suffisant pour être offerte lors d'un appel d'offres annuel mais qui pourrait l'être la veille du jour de livraison. Par ailleurs, si la constitution des réserves en J-1 peut éventuellement permettre dans quelques cas une meilleure visibilité sur la disponibilité effective des effacements (disponibilité du process), elle sera néanmoins un frein pour la participation et le développement des effacements, car elle ne donne pas une visibilité suffisante sur la rentabilité de l'investissement (financier et organisationnel) nécessaire à la mise en place d'effacements de type RRC.

EDF	Q15. Quelles capacités sont dans cette situation ? Pour les capacités thermiques, pouvez-vous nous indiquer leur combustible et leur rendement ? Pour les capacités hydrauliques avec une contrainte de stock, pouvez-vous proposer une série de valeurs de l'eau ou une méthodologie pour la déterminer ?	Toutes les capacités d'EDF sont en situation d'être appelées par le marché à court terme. Les capacités thermiques d'EDF utilisent des combustibles classiques et leur rendement correspond à ceux que l'on peut trouver dans la littérature. Pour calculer les valeurs d'usage du lac France, EDF recommande une méthodologie simple de type « monotone de prix », basée sur une optimisation dynamique stochastique tenant compte des prix de l'énergie. Il convient de procéder de la façon suivante : - Fixer une date de début et une date de fin de calcul compatible avec le régime hydraulique du lac publié sur le site de RTE : typiquement septembre mars pour vider le lac et avril août pour le remplir ; - Lire sur le site de RTE le nombre d'heures turbinées sur la période en divisant l'énergie totale produite par la puissance maximale constatée ; - Trier les prix futurs sur la période (se reporter à la littérature sur les modèles de prix de produits financiers). Comme le lac turbinera sur les heures les plus chères, sa valeur d'usage (valeur limite à partir de laquelle on turbine) est celle de l'heure la moins chère turbinée ou de la plus chère non turbinée.
EDF	Q16. L'étude proposée vous semble-t-elle de nature à permettre de décider de l'opportunité de conserver une partie de la contractualisation à un horizon annuel ? Vous semble-t-elle suffisamment robuste pour justifier cette option ? Sinon pouvez-vous suggérer des améliorations ?	L'étude doit être en mesure de refléter le risque de ne pas avoir suffisamment de volume à contractualiser sur des échéances journalières. C'est un risque d'autant plus crédible qu'aujourd'hui le mécanisme de capacité semble considérer que les réserves, dont les réserves rapides et complémentaires, sont susceptibles de satisfaire la consommation pendant 3h/an. La non prise en compte de ce risque dans l'étude en invaliderait profondément les résultats.
EDF	Q17. Le planning proposé vous semble-t-il réaliste, d'une part au regard des échéances de l'élaboration de la réglementation européenne et, d'autre part, quant aux délais de mise en œuvre ?	Si un appel d'offres court terme devait être mis en place, le calendrier proposé serait contraint mais tenable, à condition que la définition de l'éventuelle solution technique retenue intervienne tout début 2018.
EDF	AutreSujet	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). 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 consid ère 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. 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.