Réseau de transport d'électricité

Réserves Rapide et Complémentaire

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

TABLE DES MATIERES

Table des matières **3**

1. Contexte **4**
1.1 Objet du présent appel à contributions 4
1.2 Constituer des réserves activables rapidement pour la gestion de l'équilibre offre-demande 4

2. Modalités relatives à l'appel d'offres **7**
2.1 Durée de la période ouverte à la contractualisation 7
2.2 Lotissement de la contractualisation 7
2.3 Prime fixe 11
2.4 Interclassement 11
2.5 Calendrier d'agrément des EDA proposées par les soumissionnaires dans leur réponse à l'appel d'offres 14
2.6 Calendrier prévisionnel de l'appel d'offres 14

3. Conditions techniques des capacités proposées **16**
3.1 Caractéristiques techniques des EDA proposées dans le cadre du contrat 16
3.2 Agrément (qualification technique) des EDA à la réserve rapide ou complémentaire 18
3.3 Contrôles 29
3.4 Observabilité des capacités agréées 31
3.5 Organisation d'essais par le titulaire 35

4. Dispositions contractuelles **37**
4.1 Mise à disposition de la capacité des EDA sur le MA 37
4.2 Défaillances 39
4.3 Régime de pénalités 40
4.4 Transfert d'obligation 43
4.5 Cas de résiliation/révision spécifiques 44
4.6 Prix variable des capacités proposées 45
4.7 Réécriture du contrat 46

5. Echéances de contractualisation **47**
5.1 Contexte 47
5.2 Modalités d'étude proposées 48

1. CONTEXTE

1.1 Objet du présent appel à contributions

RTE constitue les réserves rapide et complémentaire par contractualisation de capacités activables sur le mécanisme d'ajustement (MA).

Les contrats issus du dernier appel d'offres courent jusqu'au 31 décembre 2017. Un nouvel appel d'offres doit permettre de contractualiser les réserves rapide et complémentaire à partir du 1er janvier 2018.

Après avoir organisé une réunion de concertation avec les acteurs le 24 avril 2017, RTE a élaboré un projet concernant l'évolution des modalités de contractualisation des produits de réserves rapide et complémentaire.

Le présent appel à contributions a pour objectif de recueillir l'avis des acteurs sur le projet de RTE, concernant :

- les modalités relatives à l'appel d'offres ;
- les conditions techniques relatives aux capacités proposées dans le cadre des contrats de réserves rapide et complémentaire ;
- les dispositions contractuelles.

La proposition de RTE reprend très largement les modalités mises en œuvre en 2017 et inclut des évolutions tenant compte des retours d'expérience.

A ce stade, RTE identifie que les évolutions les plus importantes concernent :

- 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.

En complément, RTE souhaite collecter le retour des acteurs sur une proposition d'étude économique quantitative visant à discriminer les différents scénarios d'échéance de contractualisation des réserves rapide et complémentaire.

Sur certaines modalités, RTE soumet des questions aux acteurs. Les retours permettront à RTE de finaliser les modalités contractuelles.

Les acteurs de marché sont également invités à s'exprimer sur les dispositions que RTE propose de décliner et qui ne font pas l'objet d'un questionnement explicite.

1.2 Constituer des réserves activables rapidement pour la gestion de l'équilibre offre-demande

1.2.1 Politique pour le dimensionnement

La mission de suivi des réserves confiée à RTE se traduit notamment par la constitution de réserves disponibles à des échéances courtes pour pallier les aléas qui surviennent en temps réel.

Pour la constitution de ces réserves, RTE doit respecter les exigences établies par 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 soit basé sur un aléa dimensionnant correspondant à 1500 MW pour RTE (perte du plus gros groupe de production couplé au système électrique).

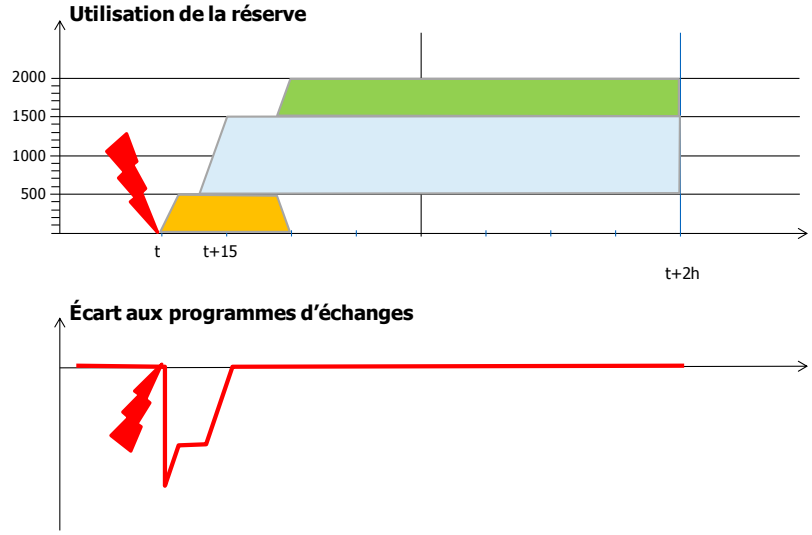
En complément, RTE constitue des réserves de court terme permettant de restaurer la réserve secondaire en moins de 30 minutes.

1.2.2 Dimensionnement

Lorsqu'un aléa de 1500 MW survient, au moins 500 MW de réserve secondaire sont disponibles dans le cadre de la constitution des services système. Pour restaurer les échanges en moins de 15 minutes après la survenance de l'aléa dimensionnant, RTE doit donc pouvoir mobiliser des capacités en moins de 15 minutes (réserve rapide) à hauteur de 1000 MW. Puis, RTE doit pouvoir activer 500 MW de capacités mobilisables en moins de 30 minutes (réserve complémentaire) qui permettent de restaurer la réserve secondaire.

RTE estime par ailleurs à 2 minutes le délai nécessaire à la décision et à la transmission de l'ordre d'activation. Le besoin de RTE en réserve rapide porte donc sur des capacités dont le délai de mise en œuvre (DMO) est inférieur ou égal à 13 minutes.

Ces puissances mobilisées doivent permettre de maintenir l'équilibre pendant une durée supérieure à 2 heures, correspondant à la durée de la fenêtre opérationnelle théorique.



Utilisation des réserves rapide et complémentaire pour restaurer les échanges et la réserve secondaire

Ainsi, RTE doit disposer en permanence de :

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

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

La totalité de ces réserves est contractualisée par RTE à l'issue de l'appel d'offres « réserves rapide et complémentaire », objet du présent appel à contributions.

2. MODALITES RELATIVES A L'APPEL D'OFFRES

2.1 Durée de la période ouverte à la contractualisation

Dans le cadre du précédent appel d'offres, les besoins de RTE ont été couverts sur la période du 1er janvier au 31 décembre 2017.

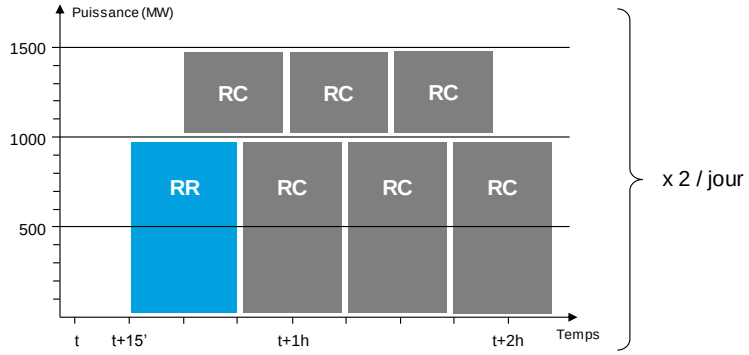
Historiquement, les contrats de réserves rapide et complémentaire étaient conclus sur une période allant du 1er avril au 31 mars de l'année suivante. La concertation 2015 avait conclu à une transition vers une contractualisation sur l'année civile. Ainsi, **RTE propose que le prochain appel d'offres porte sur l'année civile 2018, soit** du 1er janvier au 31 décembre 2018.

2.2 Lotissement de la contractualisation

2.2.1 Lotissement en puissance et en énergie

Lors du précédent appel d'offres, RTE a contractualisé le niveau de réserves rapide et complémentaire (cf. §1.2.2) en découpant le besoin total en plusieurs lots :

1. 1000 lots de 1 MW (soit 1000 MW) de capacités de réserve rapide activables pendant 30 minutes, et activables 2 fois par jour ;
2. 3 fois 1500 lots de 1 MW de capacités de réserve complémentaire activables pendant 30 minutes, et activables 2 fois par jour.



RTE propose de maintenir le lotissement précité.

RTE propose de maintenir la puissance minimale pour participer à la contractualisation à 10 MW en lien avec les contraintes opérationnelles liées à l'activation des réserves lors d'une indisponibilité du dispositif de transmission automatisée des ordres (TAO).

2.2.2 Lotissement temporel

Pour cet appel d'offres, RTE propose de reconduire les modalités de lotissement temporel appliquées en 2017 mettant en concurrence des réserves offertes au pas hebdomadaire {jours ouvrés} et hebdomadaire {WE + Jours fériés} de chaque semaine (limitée par un mois donné) de la période ouverte à la contractualisation (cf. §2.1).

A titre d'illustration, le mois de janvier 2018 sera découpé en 9 lots temporels de la manière suivante :

Année	Mois	Semaine du mois	Jours ouvrés / WE + Jours fériés	Jours calendaires compris dans la période
2018	Janvier	1	Jours ouvrés	Du mardi 2 au vendredi 5 janvier 2018
2018	Janvier	1	WE + Jours fériés	Lundi 1er, samedi 6 et dimanche 7 janvier 2017
2018	Janvier	2	Jours ouvrés	Du lundi 8 au vendredi 12 janvier 2018
2018	Janvier	2	WE + Jours fériés	Samedi 13 et dimanche 14 janvier 2018
2018	Janvier	3	Jours ouvrés	Du lundi 15 au vendredi 19 janvier 2018
2018	Janvier	3	WE + Jours fériés	Samedi 20 et dimanche 21 janvier 2018
2018	Janvier	4	Jours ouvrés	Du lundi 22 au vendredi 26 janvier 2018
2018	Janvier	4	WE + Jours fériés	Samedi 27 et dimanche 28 janvier 2018
2018	Janvier	5	Jours ouvrés	Du lundi 29 au mercredi 31 janvier 2018

2.2.3 Offres groupées

2.2.3.1 Offres portant sur plusieurs pas temporels unitaires

Comme pour le précédent appel d'offres, les candidats auront également la possibilité de proposer des prix pour un mois complet de la période de contractualisation (le prix pour le mois correspondant à un engagement pour tous les jours de la période). Les périodes mensuelles que RTE prévoit sont fixées à l'avance et courent du premier jour d'un mois M jusqu'au dernier jour de ce mois M inclus.

Afin de favoriser la concurrence sur les périodes temporelles courtes, RTE prévoit que les offres mensuelles ne soient acceptées que lorsque le candidat soumettant une telle offre :

- propose également une offre pour chacune des périodes unitaires de la période mensuelle ;
- que le prix d'une offre déposée sur une des périodes unitaires du mois ne dépasse pas le prix de l'offre mensuelle.

En complément, les candidats auront la possibilité de soumettre un prix pour l'année complète (le prix pour l'année correspondant à un engagement pour tous les jours de la période). La période annuelle court du 1er janvier au 31 décembre. A l'instar des offres mensuelles, les offres annuelles ne seront acceptées que lorsque le candidat soumettant une telle offre :

- propose également une offre pour chacune des périodes mensuelles ;
- que le prix d'une offre déposée sur une des périodes mensuelles ne dépasse pas le prix de l'offre annuelle.

2.2.3.2 Offres groupées en énergie

Lors des précédents appels d'offres, la contractualisation était découpée en deux offres de base ayant les caractéristiques suivantes :

1. DMO = 13 minutes et DO_{max} = 30 minutes, activable 2 fois par jour (Emax = P x DOmax x 2), appelée offre RR ;
2. DMO = 30 minutes et DO_{max} = 30 minutes, activable 2 fois par jour (Emax = DOmax x 2), appelée offre RC.

Les acteurs pouvaient proposer des offres groupées selon les possibilités suivantes :

3. DMO = 13 minutes, 2h d'énergie 2 fois par jour (offre {13 ; 120}) ;
4. DMO = 13 minutes, 1h30 d'énergie 2 fois par jour (offre {13 ; 90}) ;

5. DMO = 13 minutes, 1h00 d'énergie 2 fois par jour (offre {13 ; 60}) ;
6. DMO = 30 minutes, 1h30 d'énergie 2 fois par jour (offre {30 ; 90}) ;
7. DMO = 30 minutes, 1h00 d'énergie 2 fois par jour (offre {30 ; 60}).

RTE propose de maintenir ces possibilités de formulation d'offres groupées en énergie pour la contractualisation 2018.

2.2.4 Formulation des prix

RTE propose de reconduire les modalités de formulation des prix appliquées en 2017, imposant aux candidats de soumettre, au plus, un prix par DMO correspondant au meilleur produit pouvant être délivré par la capacité (durée d'utilisation maximale la plus grande).

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 un problème d'allocation de complexité élevée. Afin de garantir sa capacité à délivrer les résultats dans un délai restreint, **RTE propose 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 propose de ramener la précision des prix d'offre au centime d'euro par MW**.

Q1. Les limitations proposées par RTE sur le nombre de prix soumis par période et leur précision vous semblent-t-elles acceptables ?

2.2.5 Composition des offres par les candidats

Pour chacune des périodes temporelles, les offres déposées par les candidats :

- devront porter sur une puissance supérieure ou égale à 10 MW ;
- seront considérées comme sécables par pas de 1 MW ;
- pourront être formulées par pas de 1 MW ;
- devront comporter un prix par MW offert pouvant être défini par plages de puissance.

Les offres pourront contenir une puissance seuil (en MW) en dessous de laquelle le candidat souhaite que son offre soit écartée. La valeur de ce seuil est définie par le candidat pour l'ensemble des périodes sur lesquelles porte l'offre commerciale.

Par défaut, ce seuil sera de 10 MW. Lorsque le seuil est précisé par le candidat, ce seuil devra être une puissance supérieure ou égale à 10 MW.

Si le candidat souhaite pouvoir mettre en œuvre les dispositions expérimentales relatives à l'observabilité statistique décrites au §3.4.3, la puissance offerte sur l'ensemble des offres commerciales ne doit pas excéder 50 MW.

2.2.6 Obligations d'un candidat à l'appel d'offres

Les offres seront valides uniquement si :

- le candidat est Acteur d'Ajustement ou s'engage à signer un Accord de Participation au Mécanisme d'Ajustement 3 mois avant le premier jour de début du contrat, soit avant le 1er octobre 2017 ;
- le candidat déclare les sites (identifiés par les codes fournis par le gestionnaire de réseau concerné) qu'il compte proposer, la capacité d'ajustement sur chaque site, ainsi que l'engagement des sites à être rattachés au périmètre d'ajustement du candidat pendant les périodes pour lesquelles une offre a été déposée ;
- le candidat s'engage à mettre en œuvre les dispositions permettant d'obtenir la qualification technique des Entités d'Ajustements (EDA) nécessaires à l'exécution du contrat (cf. §3.2).

Pour chaque période, la puissance offerte par le candidat doit être inférieure ou égale à la somme des capacités d'ajustement déclarées pour chaque site. Lorsqu'un site ou ensemble de sites proposé par le candidat est déjà qualifié techniquement au sein d'une EDA, la capacité d'ajustement (ou la somme des capacités d'ajustement) est remplacée par la puissance qualifiée correspondante. 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, il est nécessaire de procéder à un nouvel agrément avant la date limite de soumission des offres.

Comme indiqué précédemment, le règlement de consultation impose 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 est fourni pour cet accord. **Pour les capacités constituées de nombreux sites dont les utilisateurs sont des sociétés ou personnes physiques différentes, RTE propose d'introduire des modalités spécifiques :** 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 attestant du consentement du site à réaliser des ajustements au sein du portefeuille du candidat. La date de signature devra être postérieure au 1er janvier 2016.

RTE propose 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.

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 ?

2.3 Prime fixe

Depuis l'appel d'offres conduit en janvier 2015, les offres retenues sont rémunérées sur la base du prix marginal. Ce mode de rémunération a permis de diminuer l'avantage que tirent les candidats historiques de leur connaissance du marché en accroissant la transparence sur les prix de contractualisation. RTE considère que la mise en place de cette méthode de rémunération a permis l'émergence d'un environnement favorable à l'accroissement de la concurrence et donc favorable à la baisse des coûts de contractualisation. La baisse des coûts de contractualisation constatée en 2016 puis en 2017 a permis de confirmer l'efficacité de cette mesure. Ainsi, **RTE propose de maintenir la rémunération au prix marginal pour le prochain appel d'offres.**

RTE propose également de reconduire les modalités de rémunération des produits, basées sur deux prix de référence : PrixRR et PrixRC. Les produits sont rémunérés comme suit :

- le produit {13;120} est rémunéré à PrixRR + 3 x PrixRC ;
- le produit {13;90} est rémunéré à PrixRR + 2 x PrixRC ;
- le produit {13;60} est rémunéré à PrixRR + PrixRC ;
- le produit {30;60} est rémunéré à 2 x PrixRC ;
- le produit {30;90} est rémunéré à 3 x PrixRC ;
- le produit RR est rémunéré à PrixRR ;
- le produit RC est rémunéré à PrixRC.

2.4 Interclassement

2.4.1 Critère d'interclassement

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

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. Les capacités à DMO inférieur ou égal à 9 minutes apportent à RTE une meilleure gestion du risque notamment lorsque le dispositif TAO est indisponible ou lorsqu'une capacité à DMO 13 minutes refuse une activation.

Les offres pour lesquelles le candidat souhaite mettre en œuvre les dispositions expérimentales relatives à l'observabilité statistique (cf. §3.4.3) se sont vues appliquer un malus à l'interclassement de 5 €/MW/jour. En effet, l'observabilité statistique constitue une solution dégradée par rapport à la mise en œuvre de télémesures remontées en temps réel.

RTE propose de maintenir les pondérations à l'interclassement précitées.

Par ailleurs, dans la perspective de la mise en œuvre des produits standards en énergie de Replacement Reserve (projet TERRE) et de manual Frequency Restoration Reserve (projet MARI), la CRE a indiqué à RTE son souhait de voir 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. Cette bonification permettrait d'apporter un soutien à l'investissement dans des capacités compatibles avec les produits standards et ainsi favoriser la liquidité sur les plateformes européennes à moyen terme.

Les caractéristiques favorables au partage d'offres standard sont les suivantes :

- absence de contrainte de stock (cf. §4.1.2) ;
- durée d'utilisation minimale (DOmin) inférieure ou égale à 15 minutes.

Les capacités sans contrainte de stock pourraient 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.

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).

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 ?

2.4.2 Modalités d'interclassement des capacités

Le présent paragraphe détaille la méthodologie proposée par RTE pour la sélection des offres.

RTE calcule les prix marginaux par jour et par type d'offre (décrits au §2.3) permettant de couvrir l'ensemble du besoin de RTE en réserves rapide et complémentaire.

Chaque offre retenue est payée au prix marginal calculé pour le type de l'offre concernée.

Une offre technique de caractéristiques supérieures (DMO inférieur et/ou durée garantie supérieure) peut être retenue pour un besoin inférieur (à titre d'exemple, RTE pourra retenir une offre {RC;90} pour couvrir un besoin {RC;60}).

2.4.2.1 Traitement des offres mensuelles

Les offres mensuelles sont traitées de la manière suivante :

- pour les acteurs proposant des offres sur tous les jours d'un mois M, RTE considèrera une offre mensuelle égale à la somme des prix des offres de chaque jour du mois M, ce qui pourra avoir comme conséquence de retenir l'acteur pour des jours où son prix d'offre est supérieur au prix marginal du jour (lorsque la somme des prix déposés pour chaque jour est inférieur à la somme des prix marginaux journaliers du mois M) ;

- les offres mensuelles d'un mois M sont retenues (dans le même ordre de priorité que défini précédemment lorsque plusieurs prix sont déposés pour une même puissance) si le prix proposé pour ces offres est inférieur à la somme des prix marginaux de chaque jour du mois M.

Pour le prochain appel d'offres, RTE propose 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.

2.4.2.2 Traitement des offres annuelles

Le traitement des offres annuelles est analogue à celui des offres mensuelles :

- pour les acteurs proposant des offres sur tous les jours de l'année, RTE considèrera une offre annuelle égale à la somme des prix des offres de chaque jour de l'année ;
- les offres annuelles sont retenues si le prix proposé pour ces offres est inférieur à la somme des prix marginaux de chaque mois.

2.4.2.3 Prise en compte des pondérations à l'interclassement

Comme pour les appels d'offres précédents, RTE propose que le prix marginal n'intègre pas la pondération à l'interclassement, ce qui conduit à ce que le prix marginal soit calculé en intégrant les bonus et malus décrits au §2.4.1. La rémunération des offres bonifiées repose sur le maximum entre {prix d'offre} et {prix marginal}.

RTE considère que la pondération appliquée permet de prendre en compte des problématiques opérationnelles de RTE (et éventuellement renvoyer des signaux à l'investissement) mais ne reflète pas une différence de valeur entre les capacités. Dès lors, les dispositions proposées par RTE 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.

2.4.2.4 Traitement des offres indivisibles

Comme indiqué au §2.2.5, la puissance offerte doit être supérieure à 10 MW et les candidats ont la possibilité de définir une puissance seuil supérieur à 10 MW en dessous de la quelle ils ne peuvent pas être retenus.

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 que le régime de compensation permet de couvrir les coûts réels avec la stratégie de contractualisation décrite au paragraphe précédent. Si ce n'est pas le cas, RTE proposera un nouvel algorithme permettant de garantir la couverture des coûts réels. Ce nouvel algorithme conduira bien à réserver les 1500 MW requis mais potentiellement à un coût réel plus élevé.

2.4.3 Enchainement des capacités pour répondre au besoin

Les modalités de sélection des offres permettent de couvrir le besoin de RTE en enchaînant jusqu'à quatre capacités : un besoin {13,120} peut être couvert par un enchainement d'une capacité offertes en {13,30} et de trois capacités offertes en {13,30} ou {30,30}.

2.5 Calendrier d'agrément des EDA proposées par les soumissionnaires dans leur réponse à l'appel d'offres

Afin de s'assurer que les caractéristiques techniques des capacités contractualisées en réserves rapide et complémentaire correspondent aux exigences, RTE prévoit que les capacités proposées dans le cadre de la contractualisation disposent d'une qualification technique délivrée à l'issue d'une procédure d'agrément (cf. §3.2).

2.5.1 Dates limites imposées pour l'agrément des capacités

Le titulaire doit disposer d'une puissance agréée suffisante sur ses EDA ou de secours déclarés pour couvrir ses engagements un moins avant l'entrée en vigueur des dits engagements. Ce délai d'un mois est nécessaire à RTE, en cas d'échec de l'agrément, pour contractualiser le volume manquant.

En cours de contrat, une capacité agréée pourra cependant être utilisée par l'acteur d'ajustement dès le lendemain de la délivrance de son agrément.

2.5.2 Procédure lorsque le lauréat ne respecte pas le calendrier pour l'agrément

Dans la situation où un acteur ne respecterait pas le calendrier présenté précédemment, RTE prévoit l'application des dispositions suivantes :

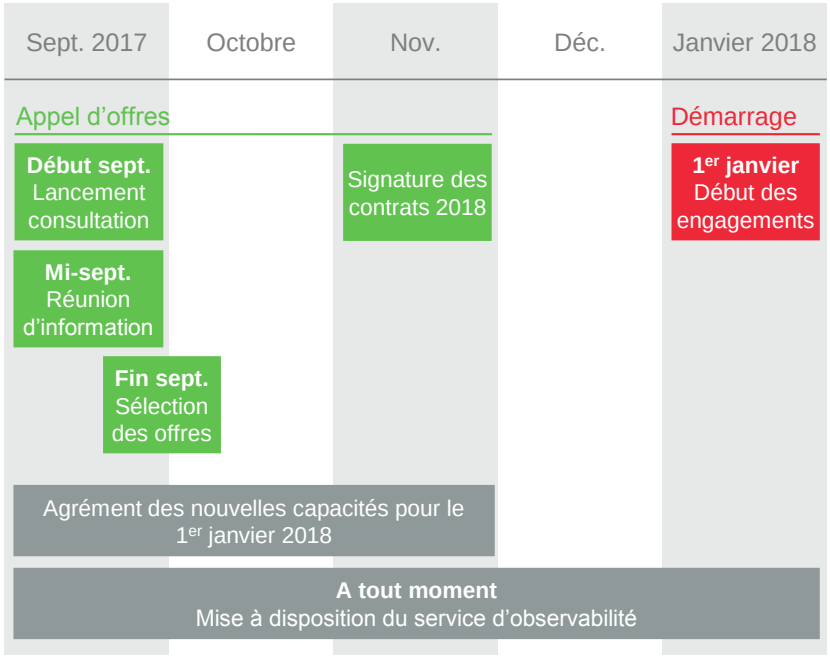
- RTE résilie les engagements pour lesquels le candidat ne dispose pas de puissance agréée ;
- la pénalité relative aux engagements résiliés s'applique dans ce cas (cf. §4.5.2) ;
- RTE organise un appel d'offres visant à la contractualisation du volume manquant. Cet appel d'offre est restreint aux acteurs disposant d'un contrat (avec ou sans engagements initiaux) et de capacités d'ores et déjà agréées à la date de l'appel d'offres en application des principes décrits au §3.2.

2.6 Calendrier prévisionnel de l'appel d'offres

Compte tenu (i) des délais à réserver pour la qualification technique des capacités entre l'appel d'offres et le début des contrats et (ii) de la charge opérationnelle du mois de décembre, **RTE prévoit que l'appel d'offres se termine avant la fin du mois de septembre 2017 pour une notification des résultats début octobre 2017.**

RTE prévoit donc que les différentes étapes de l'appel d'offres soient échelonnées de la manière suivante :

1. publication de l'appel d'offres sur le site client de RTE à partir de début septembre 2017 ;
2. déclaration d'intérêt des acteurs avant mi-septembre 2017 ;
3. dépôt des offres des acteurs sur la plateforme e-achat de RTE en septembre 2017 ;
4. sélection des lauréats début octobre 2017.


Sept. 2017
Octobre
Nov.
Déc.
Janvier 2018
Appel d'offres
Démarrage
Début sept. Lancement consultation
Mi-sept. Réunion d'information
Fin sept. Sélection des offres
Signature des contrats 2018
1er janvier Début des engagements
Agrément des nouvelles capacités pour le 1er janvier 2018
A tout moment
Mise à disposition du service d'observabilité

3. CONDITIONS TECHNIQUES DES CAPACITES PROPOSEES

RTE prévoit que les conditions techniques des contrats de réserves rapide et complémentaire reprennent largement celles mises en œuvre au sein des contrats 2017, en intégrant les retours d'expérience. Les conditions techniques des contrats concernent :

- les conditions d'utilisation des offres que doivent respecter les capacités proposées dans le cadre des contrats de réserves rapide et complémentaire ;
- le dispositif de qualification des capacités techniques (agrément) ;
- les tests et contrôles relatifs à la disponibilité et l'activation des EDA engagées au titre du contrat ;
- les modalités de mise à disposition de RTE des télémesures des EDA qualifiées (observabilité).

3.1 Caractéristiques techniques des EDA proposées dans le cadre du contrat

Les capacités proposées dans le cadre du contrat doivent respecter des conditions d'utilisation (caractéristiques techniques) en rapport avec l'engagement du titulaire. Ces caractéristiques sont explicitées ci-dessous.

3.1.1 Conditions d'Utilisation des Offres (CUO) générales des EDA proposées dans le cadre du contrat

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

- DOmin ≤ 60 minutes ;
- DOmax ≥ 30 minutes ;
- P_{MAX} ≥ 10 MW ;
- $NB_{activations}$ ≥ 2 ;
- $E_{max} \geq 2 \times P_{agréée} \times max(30\ minutes\ ;\ DO_{min})$;
- DNA[1] ≤ 60 minutes.

3.1.2 Délai de mobilisation

3.1.2.1 EDA constituant la RR

Pour être comptabilisées dans la réserve rapide, les EDA doivent disposer d'un DMO inférieur ou égal à 13 minutes et être agréées pour ce DMO.

Les acteurs qui se seront engagés lors de l'appel d'offres (cf. §2.4.1) à proposer des capacités avec un délai de mobilisation inférieur à 9 minutes devront proposer des offres en DMO ≤ 9 minutes sur des EDA agréées avec ce DMO.

[1] Le Délai de Neutralisation entre Activations (DNA) correspond à la durée entre la fin d'un Ajustement et l'Instant d'Activation de l'Ajustement suivant.

3.1.2.2 EDA constituant la RC

Les EDA proposées en réserve complémentaire au titre du contrat doivent proposer un DMO inférieur à 30 minutes et être agréées pour ce DMO.

3.1.3 Cas particuliers

3.1.3.1 Deux EDAs agréées pour répondre à l'engagement de deux activations par jour

Pour une journée J, un acteur pourra proposer 2 EDA activables chacune une fois, afin de répondre à son engagement sur les deux activations de l'engagement contractualisé sur la journée J. Pour chaque EDA, les caractéristiques doivent alors être identiques à celles définies ci-dessus, sauf :

- $NB_{activations} \geq 1$;
- $E_{max} \geq 1 \times P_{agréée} \times max(30\ minutes\ ;\ DO_{min})$.

3.1.3.2 Une EDA pour deux blocs de 30 minutes d'énergie

Un acteur qui a été retenu pour une offre groupée {13 ; 60} ou {30 ; 60} (cf. §2.2.3) peut proposer une unique EDA pour deux blocs (NB_BLOC) de 30 minutes d'énergie pour son engagement. L'offre correspondante à l'EDA devra présenter les CUO suivantes :

- $NB_{activations} \geq 2$;
- $DO_{min} \leq 1h$;
- DMO = minimum de l'engagement en DMO de l'offre groupée ;
- DOmax ≥ 1h ;
- $E_{max} \geq 2 \times P_{agréée} \times 60\ minutes$.

3.1.3.3 Une EDA pour trois ou quatre blocs de 30 minutes d'énergie

Un acteur qui a été retenu pour une offre groupée {13 ; 90}, {13 ; 120} ou {30 ; 90} (cf. §2.2.3) peut proposer une EDA unique pour trois ou quatre blocs (NB_BLOC) de 30 minutes d'énergie pour son engagement. Les conditions techniques d'utilisation correspondant à l'EDA devront satisfaire les conditions suivantes :

- $Nb_{activations} \geq 4$;
- $DO_{min} \leq 1h$;
- DMO = minimum de l'engagement en DMO de l'offre groupée ;
- DOmax ≥ NB_BLOC x 30min ;
- $E_{max} \geq 2 \times P_{agréée} \times NB_BLOC \times \max(30\ minutes; DO_{min})$;
- DNA ≤ 30 min.

3.1.3.4 Plusieurs EDA pour répondre à un engagement de plusieurs blocs de 30 minutes

Deux EDA peuvent être proposées pour répondre à un engagement {x ; 60}, {x ; 90} et {x ; 120}.

Dans ce cas, le titulaire du contrat devra considérer que l'engagement est constitué d'engagements unitaires :

- dont la somme des durées est un multiple de 30 minutes et dont la somme des engagements unitaires est égale à l'engagement contractualisé ;
- ayant tous un DMO de x minutes pour le premier engagement unitaire et de 30 minutes pour les suivants.

3.2 Agrément (qualification technique) des EDA à la réserve rapide ou complémentaire

Les réserves rapide et complémentaire constituent un enjeu particulier pour RTE dans la mesure où elles garantissent techniquement la possibilité pour RTE de maintenir l'équilibre du système électrique pendant deux heures et de restaurer la réserve secondaire conformément aux exigences exposées au §1.2. En conséquence, RTE met en œuvre un processus de qualification technique des EDA participant à la réserve rapide ou complémentaire : l'agrément.

Le retour d'expérience des contrats passés depuis 2011 conduit RTE à faire évoluer les conditions d'agrément des EDA et à les clarifier.

Les principes suivants sont retenus pour l'agrément des EDA :

- une EDA est agréée à l'issue d'une procédure d'agrément, dont les principes sont établis au §3.2.1 ;
- le maintien de l'agrément d'une EDA est conditionné au succès de certains contrôles, précisés au §3.2.5 ;
- le demandeur de l'agrément communique *ex ante* les puissances à agréer et s'engage, par-là, à maitriser la puissance délivrée durant les tests d'agrément. Toute dérogation à ce principe conduirait à devoir augmenter le nombre de tests afin de maintenir un niveau de fiabilité équivalent ;
- en cas de défaillances répétées à l'activation, une EDA perd son agrément.

Les caractéristiques de l'agrément sont les suivantes :

- nom de l'EDA ;
- périmètre de sites agréé ;
- receveur d'ordre ;
- délai de mobilisation (DMO) ;
- durée minimale d'utilisation (DOmin) ;
- durée maximale d'utilisation (DOmax) ;
- puissance minimale injectée ($P_{min\ prod}$) ;
- puissances agréées (en nombres entiers de MW) :
    - P_{JO} : puissance agréée en Jours Ouvrés lorsqu'aucun site du périmètre de sites agréé ne fournit de Services Système,
    - P_{JNO} : puissance agréée en Jours Non-Ouvrés lorsqu'aucun site du périmètre de sites agréé ne fournit de Services Système,

- $P_{JO, SSY}$: puissance agréée en Jours Ouvrés lorsqu'au moins un des sites du périmètre de sites agréé fournit des Services Système,
- $P_{JNO, SSY}$: puissance agréée en Jours Non-Ouvrés lorsqu'au moins un des sites du périmètre de sites agréé fournit des Services Système.

Une même EDA peut posséder plusieurs agréments avec des caractéristiques différentes.

3.2.1 Agrément initial de la capacité par procédure d'agrément

Au-delà des principes proposés ci-dessous, les acteurs de marchés peuvent s'appuyer sur la procédure applicable pour l'année 2017 et publiée sur le site internet de RTE : http://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/RRRC2017_Procedure_agrement.pdf

3.2.1.1 Principe général de la procédure d'agrément

RTE prévoit de reconduire les principes suivants pour l'agrément d'une capacité :

1. l'acteur d'ajustement demande l'agrément d'une capacité en précisant l'EDA et les caractéristiques techniques qu'il souhaite faire agréer, cette demande doit parvenir à RTE 5 jours ouvrés avant le début de la période d'agrément ;
2. une nouvelle EDA ou une EDA existante mais dont la constitution a changé obtient l'agrément suite à des tests conduits sur la période d'agrément si :
    a. elle a réussi[2] 4 tests sur 5,
    b. dans le cas où elle n'a réussi que 3 tests sur les 5 premiers, et qu'elle réussit par la suite 5 tests sur 5 (dans ce cas, la durée de la période d'agrément pourra être allongée) ;
3. une EDA existante (sans changement des sites la constituant) obtient l'agrément si :
    a. l'historique des appels sur le MA montre que, sur les 5 derniers appels passés dans les conditions techniques d'agrément, tous ayant été réalisés dans 36 derniers mois, dont deux au moins dans les 12 derniers mois et un au moins dans les 6 derniers mois, quatre respectent les conditions de l'agrément,
    b. l'historique des appels sur le MA montre que, sur les 5 derniers appels passés dans les conditions techniques d'agrément, tous ayant été réalisés dans 36 derniers mois, dont deux au moins dans les 12 derniers mois et aucun dans les 6 derniers mois, quatre sont réussis, un test est effectué et ce test est réussi[3],
    c. lorsque l'historique est inférieur à 5 appels sur les 36 derniers mois, l'acteur dépose des offres sur le MA pour que le nombre d'appels atteigne 5 et, sur ces 5 appels, 4 sont réussis.

    Pour que l'historique des appels soit utilisé, l'acteur envoie préalablement à RTE les dates et heures des appels qui peuvent être utilisés pour l'agrément de l'EDA. RTE vérifie que ces dates correspondent bien aux derniers appels réalisés dans les conditions techniques du produit.

[2] Les conditions de réussite d'un appel test sont décrites à l'article 5.2 de la procédure d'agrément 2017.
[3] Les conditions de réussite d'un appel test sont décrites à l'article 5.2 de la procédure d'agrément 2017.

3.2.1.2 Cas d'une EDA existante ayant perdu des sites

La perte de sites par rapport au périmètre de sites agréé entraine la perte de l'agrément de l'EDA. La procédure d'agrément 2017 permet aux acteurs d'utiliser la procédure basée sur l'historique (point 3 du §3.2.1.1) pour obtenir un nouvel agrément. Dans ce cas, les conditions nécessaires à la conformité des activations historiques pour l'agrément de l'EDA sont celles du cas général exposée à l'article 5.2 de la procédure d'agrément 2017 à l'exception du critère faisant intervenir la puissance de l'ordre qui est remplacé par le critère suivant :

$$E_{P10M(d)} \geq 0{,}95 \times (P_{ordre} - Pmax_{sites\ retirés}) \times 10\ minutes + E_{P10M(d),sites\ retirés}$$

où :

- P_{ordre} est la Puissance demandée par RTE lors de l'appel ;
- $Pmax_{sites\ retirés}$ est la capacité d'Ajustement à la Hausse maximale des Sites retirés ;
- $E_{P10M(d),sites\ retirés}$ est l'énergie fournie par les Sites retirés sur le Pas 10 Minutes d.

RTE propose de reconduire cette modalité permettant d'obtenir un agrément sur la base de l'historique pour les EDA ayant perdu des sites.

3.2.1.3 Contrôle du DMO

Afin d'assurer une prise en compte correcte des capacités produisant en base, RTE propose d'apporter la correction suivante à la formule de contrôle du DMO au sein de la partie 5.2 de la procédure d'agrément 2017 (modification en rouge) :

Le Délai de Mobilisation est respecté lorsque l'énergie livrée sur le Pas 10 Minutes comprenant l'Instant d'Activation P10M(D) de l'Ajustement est tel que :

- si l'Instant d'Activation diminué du DMO et l'Instant d'Activation sont sur deux pas 10 minutes différents :

$$E_{P10M(D)} - E_{P10M(D-1)} \times \left(\frac{IA+10min-F_D}{min(10\ minutes\ ;DMO-(IA+10min-F_D))}\right) \geq (P + P_{inj} - PA) \times (F_D - IA)$$

- si l'instant IA-DMO et IA sont sur le même Pas 10 Minutes :

$$E_{P10M(D)} \geq (P + P_{inj}) \times (F_D - IA)$$

avec :

- P10M(D) : le Pas 10 Minutes comprenant l'Instant d'Activation ;
- P10M(D-1) : le Pas 10 Minutes précédant P10M(D) ;
- P : Puissance à Agréer, vaut P_{JO} pour les Activations en Jours Ouvrés et P_{JNO} pour les Activations en Jours Non Ouvrés, telles que déclarées à l'Annexe 2 ;
- P_{inj} est la puissance moyenne constatée sur le Pas Demi-Horaire précédant la Plage de Mise en Œuvre si l'EDA concernée est de type Injection et soumet des Offres Implicites, zéro (0) sinon ;
- PA est la puissance déclarée au Programme d'Appel sur le Pas Demi-Horaire précédant la Plage de Mise en Œuvre si l'EDA concernée est de type Injection et soumet des Offres Implicites, zéro (0) sinon ;

- F_D : l'instant de fin du Pas 10 Minutes comprenant l'Instant d'Activation ;
- IA : l'instant d'Activation de l'ordre d'ajustement sur l'EDA ;
- $E_{P10M(x)}$: énergie fournie par l'EDA sur le Pas 10 Minutes P10M(x), calculée avec la méthode de contrôle de réalisé prévue par les Règles MA-RE pour l'EDA.

3.2.1.4 Période d'agrément

La procédure d'agrément reposant sur des tests (point 2 du §3.2.1.1) impose aux acteurs d'offrir la capacité à agréer sur le mécanisme d'ajustement avec des caractéristiques conformes à l'agrément demandé durant la totalité de la période d'agrément. Cette période (de 15 jours calendaires dans le cas général) est définie selon les modalités décrites à l'article 4.2 de la procédure d'agrément 2017.

Toute indisponibilité de la capacité durant la période d'agrément doit être notifiée à RTE. Une indisponibilité supérieure à 24h donne lieu à une interruption de la période d'agrément et un report des tests restants. Une seule indisponibilité, prolongeable une fois, est autorisée par procédure. Le non-respect de la de ces conditions entraine l'échec de la procédure d'agrément.

RTE propose de reconduire les modalités en vigueur relatives à la définition de la période d'agrément et les exigences de disponibilité sur celle-ci.

3.2.1.5 Prix des offres durant la période d'agrément

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

RTE propose de reconduire ces modalités visant à cadrer l'utilisation de la puissance minimale pour les tests d'agrément.

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

La procédure d'agrément en vigueur prévoit un contrôle spécifique aux EDA injection visant à vérifier que la puissance de l'ordre n'est pas dépassée. Ce contrôle vise à interdire l'agrément de capacités à une puissance qui ne correspondrait pas à un palier et qui conduirait, à chaque activation, à une livraison de puissance excédentaire. Pour les EDA Injection RPT, l'activation est conforme lorsque, sur tous les pas 10 minutes de l'activation :

$$E_{P10M(d)} \leq \max(1{,}05\ P_{ordre}; P_{ordre} + 5\ MW) \times 10\ minutes$$

Pour les EDA injection RPD, afin de ne pas défavoriser l'intégration de sites en secours dans les EDA agréées, un contrôle semblable est appliqué en moyenne sur tous les tests d'agrément conformes au regard des autres critères. La somme des énergies livrées sur l'ensemble des tests doit être inférieure à la somme des énergies demandées augmentée de 10%.

Par ailleurs, pour l'ensemble des EDA, la procédure en vigueur impose de délivrer une puissance supérieure à 95% de la puissance de l'ordre, elle-même pouvant être supérieure à la puissance à agréer si les conditions d'utilisation des offres le permettent :

$$\begin{cases} E_{P10M(d)} \geq \min(0{,}95\ P_{ordre}; P_{ordre} - 5\ \text{MW}) \times 10\ minutes \\ E_{P10M(d)} \geq 0{,}8\ P_{ordre} \times 10\ minutes \end{cases}$$

Pour ces contrôles, une bande de tolérance minimale de 5 MW a été intégrée en complément du seuil de 5% afin de ne pas pénaliser les EDA de faible puissance. Une tolérance maximale de 20% a été introduite afin d'assurer la cohérence avec le critère de défaillance du contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement.

RTE propose de reconduire ces modalités de contrôle relatives au respect de la puissance de l'ordre.

3.2.1.7 Arrêt de la procédure d'agrément

Le contrat en vigueur ne précise pas les modalités d'arrêt de la procédure d'agrément à la demande de l'acteur. **RTE propose d'expliciter ces modalités** : l'acteur pourra à tout moment notifier une demande d'arrêt de la procédure d'agrément à RTE. Cette procédure sera alors considérée en échec. Aucune nouvelle procédure d'agrément ne pourra être démarrée avant un délai de carence (cf. §3.2.2.7) pour toute EDA composée d'un ou plusieurs sites concernés par la procédure arrêtée.

3.2.1.8 Puissances agréées

Comme indiqué au §3.1.1, le seuil d'engagement des EDA en réserve rapide ou complémentaire est maintenu à 10 MW en lien avec les contraintes opérationnelles liées à l'activation des réserves lors d'une indisponibilité du dispositif de transmission automatisée des ordres (TAO). Dès lors, la demande d'agrément d'une EDA ne peut porter que sur une puissance supérieure à 10 MW.

Toutefois, afin de faciliter l'intégration de nouveaux sites à une EDA agréée tout en limitant le nombre de tests, RTE a introduit, en 2016, la possibilité de réaliser des tests sur des capacités de puissance inférieure à 10 MW en vue de leur rattachement à une entité déjà agréée. **RTE propose de maintenir les modalités en vigueur relatives aux tests portant sur des capacités de moins de 10 MW en vue de leur intégration à une EDA agréée.**

3.2.1.9 Conditions techniques des tests

Les tests sont d'une durée minimale égale au DO_{min} proposé par l'acteur. Lorsque l'acteur souhaite agréer son EDA pour un DO_{max} supérieur à 30 minutes, au moins un test sera réalisé pour la durée totale DO_{max}.

3.2.1.9.1 Cas d'une EDA constituée de sites appartenant à une Entité de Réserve certifiée

La fourniture des services d'équilibrage constitue un enjeu de sûreté système. Dès lors, lorsqu'une capacité est destinée à être engagée simultanément en réserve rapide/complémentaire et en services système (réserve primaire ou secondaire), RTE doit s'assurer, au cours de la procédure d'agrément, que la capacité est en mesure de délivrer ces services d'équilibrage simultanément.

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.

RTE propose d'amender la procédure précitée :

Par défaut, les valeurs $P_{JO,\ SSY}$ et $P_{JNO,\ SSY}$ (puissance agréées lorsqu'au moins 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 une EDR certifiée, l'acteur peut demander une procédure d'agrément s'il souhaite pouvoir engager l'EDA 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 :

- 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 acteurs qui obtiennent une certification mais ne souhaitent pas engager la capacité simultanément sur les deux services, de ne pas conduire de nouvelle procédure tout en conservant leur agrément en RR/RC.

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 ?

3.2.1.9.2 Cas des sites de production fonctionnant en base

La procédure d'agrément vise à valider l'aptitude d'une capacité à délivrer la puissance dans le délai attendu. Dans le cas spécifique de la production thermique, cette aptitude peut dépendre de l'état de fonctionnement du groupe avant l'activation. Ainsi, l'agrément doit être lié à un état du groupe avant l'activation.

Au sein du contrat 2017, RTE a introduit des modalités spécifiques permettant l'agrément de capacités produisant en base. Ces modalités prévoient :

- que l'acteur définisse, au sein de la demande d'agrément, une puissance minimale injectée durant les périodes de mise à disposition de la capacité ($P_{min\ prod}$) ;
- que la puissance injectée à la maille de l'EDA soit inférieure à 105% de cette puissance durant toute la période d'agrément (hors tests) ;

– que, l'EDA, lorsqu'elle est engagée, soit considérée comme indisponible dès lors que la puissance injectée est inférieure à 95% de $P_{min\ prod}$.

RTE propose de reconduire les modalités d'agrément des capacités produisant en base.

3.2.1.10 Procédures d'agrément simultanées

La procédure d'agrément en vigueur ne permet pas de traiter, de manière univoque, des procédures d'agrément relatives à la même capacité formulées en parallèle. **RTE souhaite donc expliciter au sein du contrat RR/RC 2018 l'interdiction de conduire des procédures d'agrément simultanées portant sur une même EDA** (par exemple : tests sur une capacité de moins de 10 MW conduits sur la période de validité d'une procédure d'agrément basée sur l'historique suite à une perte de site).

3.2.2 Transfert de capacités agréées entre acteurs d'ajustement

Afin de faciliter le transfert de capacités entre acteurs, RTE a introduit, au sein des précédents contrats, 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. Ces activations étant réalisées hors cadre du mécanisme d'ajustement, elles ne font l'objet d'aucune rémunération et le périmètre des responsables d'équilibre des sites concernés n'est pas corrigé.

L'agrément des capacités lors de leur passage chez un nouvel agrégateur occasionne donc un processus de test qui peut freiner les sites dans le changement d'agrégateur.

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 ?

RTE propose d'instruire un processus permettant de faciliter le transfert de sites entre agrégateurs en limitant le nombre de tests. Il devra être démontré que le processus proposé permet de garantir le même niveau de fiabilité que le processus en vigueur (5 tests à la maille de l'EDA). Le processus proposé devra également pouvoir être inséré dans le contrat de manière claire sans introduire de biais. La mise en œuvre de ce processus devra être fluide et son coût de mise en œuvre ne devra pas excéder les potentiels gains associés la facilitation du transfert de capacités entre acteurs.

RTE distingue trois éléments dans la chaine d'activation :

1. le système d'information de l'acteur d'ajustement (de la réception de l'ordre TAO à l'envoi d'ordres aux sites constitutifs du portefeuille de l'acteur) ;
2. l'interface technique entre l'acteur d'ajustement et le site (transmission des ordres d'activation) ;
3. le processus de mise en œuvre de l'ajustement sur site.

La procédure de transfert de site entre acteurs devra valider un certain nombre d'éléments relatifs à cette chaine d'activation.

3.2.2.1 Validation de l'aptitude du système d'information de l'acteur d'ajustement à

transmettre les ordres à un nombre donné de sites

L'acteur d'ajustement devra démontrer sa capacité 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. Grâce au retour d'expérience accumulé depuis 2012, RTE identifie que l'aptitude d'un agrégateur à transmettre des ordres à un ensemble de sites dans un délai limité est fortement dépendante du nombre de sites constitutifs de cet ensemble.

Ainsi, RTE propose de définir trois catégories d'aptitudes :

- Catégorie 1 : aptitude de l'agrégateur à transmettre des ordres à un ensemble de sites dont le nombre est compris entre 1 et 10 ;
- Catégorie 2 : entre 11 et 100 sites ;
- Catégorie 3 : plus de 101 sites.

Les catégories seront affectées sur la base de l'historique des activations. Un acteur ayant réussi 5 tests d'agrément sur une EDA contenant N sites se verra affecter la catégorie correspondant à cette valeur.

Tout nouvel entrant n'ayant procédé à aucun test d'agrément se verra affecter par défaut à la catégorie 1.

Dès lors que le transfert de capacités agréées conduit à dépasser le nombre maximal de sites de la catégorie d'un acteur, une procédure d'agrément reposant sur des tests de l'ensemble de l'EDA devra être engagée. Cette procédure, en cas de réussite, permettra à l'acteur d'atteindre la catégorie supérieure.

3.2.2.2 Validation de l'existence d'une interface technique

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 test de l'EDA est nécessaire. Ce test est conduit sur une période d'agrément réduite à 5 jours. Les conditions de conformité du test sont identiques à celles de la procédure d'agrément générale. La puissance testée est celle décrite au §3.2.2.5. Les volumes délivrés lors du test à la maille de la nouvelle capacité (hors périmètre donc hors MA), ne font pas l'objet d'une rémunération par RTE, ni d'une correction du périmètre d'équilibre.

En cas d'échec au test mentionné ci-dessus, un second test est organisé. En cas de second échec, la procédure est considérée en échec et donne lieu à un délai de carence.

3.2.2.3 Validation du délai de mobilisation

Le délai de mobilisation dépend de la performance des trois composantes de la chaine d'activation : SI de l'agrégateur, interface agrégateur-site et processus mis en œuvre sur site. Dès lors, il devra être validé que l'ensemble formé par le nouvel agrégateur et le site sera en mesure de respecter le DMO à agréer.

Une option pourra consister à démontrer que le processus d'ajustement mis en œuvre est comparable à celui mis en œuvre avec d'autres sites de technologie comparable dans le portefeuille de l'agrégateur pour lesquels il a démontré sa capacité à respecter le DMO sur un historique d'activations. Ainsi, il pourra être nécessaire de définir des filières pour lesquelles les processus de mise en œuvre des ajustements sont suffisamment homogènes pour valider le DMO d'une capacité dès lors :

- que l'acteur d'ajustement a historiquement démontré sa capacité à respecter un DMO identique avec des sites issus de la même filière ; et
- que la capacité était agréée auprès d'un autre acteur préalablement à son transfert et dispose d'un historique de 5 activations suffisamment récentes pour démontrer son aptitude à respecter le DMO agréé.

3.2.2.4 Validation des caractéristiques de DOmin et DOmax

Selon les mêmes principes que ceux exposés au §3.2.2.3, la validation des DOmin et DOmax sont considérés comme transférables sur la base de l'agrément initialement obtenu, dès lors que le transfert porte sur des capacités appartenant à une filière (homogène) déjà exploitée par l'acteur acquéreur.

Il est à noter que les filières concernées par les modalités de transfert simplifiées (cf. §3.2.2.6) sont les filières pour lesquelles la contribution d'un site ou ensemble de site transféré peut être mesurée selon les normes de RTE (DMO, DOmin, DOmax).

3.2.2.5 Validation de la puissance agréée

La puissance fournie par la capacité transférée est 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. Les appels historiques considérés sont ceux définis dans la procédure générale d'agrément sur la base de l'historique (article 5.3.2 de la procédure d'agrément en vigueur). Conformément aux modalités générales de définition des puissances agréées, la puissance transférée est arrondie au MW entier inférieur.

En cas de transfert du ou des sites vers une EDA de taille plus réduite, la perte de foisonnement peut conduire à ce que la puissance effectivement disponible à la maille de l'EDA accueillant le site transféré soit inférieure à la somme de la puissance initialement agréée augmentée de la puissance délivrée par le(s) site(s) transféré(s). Ce point pourrait être traité en intégrant un coefficient de sécurité réduisant la puissance d'agrément transférée.

Un site extrait d'une EDA constituée de plusieurs sites tire profit du foisonnement et ne présente pas la même fiabilité s'il est isolé au sein d'une EDA. Ainsi, la procédure de transfert de capacités agréées ne pourra être utilisée pour transférer un site d'une EDA multi-site vers une EDA mono-site.

3.2.2.6 Différenciation par filière

Si les conditions exposées précédemment ne peuvent être vérifiées que pour certaines filières de production ou d'effacement compte tenu de l'homogénéité de leurs caractéristiques techniques intrinsèques, de la nature de la chaine d'activation et de l'intervention de l'agrégateur dans le processus des sites, RTE souhaite étudier la possibilité de proposer des modalités différenciées par filière.

3.2.2.7 Applicabilité de la procédure de transfert simplifiée

En synthèse, la procédure proposée par RTE pourra être utilisée si les conditions cumulatives suivantes sont remplies :

- le titulaire demande le transfert d'un ou plusieurs sites d'une EDA multi-site vers une EDA multi-site, ou le transfert d'un site d'une EDA mono-site vers une EDA mono-site ou une EDA multi-sites ; et
- ce transfert n'occasionne pas un changement de catégorie du SI du demandeur (nombre de sites) ;
- le ou les sites transférés appartiennent à la même filière et celle-ci est identifiée comme compatible avec la procédure de transfert simplifiée (cf. §3.2.2.6),
- le demandeur a démontré sa capacité à respecter le DMO à agréer sur des sites appartenant à la même filière ;
- le ou les sites appartiennent à une EDA agréée (appartenant au périmètre d'ajustement de l'acteur cédant) avec des caractéristiques supérieures ou égales aux caractéristiques demandées par le titulaire (DMO inférieur, DOmax supérieur, etc.) ;
- le ou les sites possèdent un historique d'appels au sein de la même EDA suffisamment récent au sein du portefeuille de l'acteur cédant (critère identique à celui de l'agrément sur la base de l'historique) ;
- le test organisé avec le titulaire est réussi au regard des critères définis dans la procédure d'agrément.

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 ?

3.2.3 Délai de carence

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 afin de permettre 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.

La procédure d'agrément vise à attester des aptitudes déjà validées par les acteurs en amont. Sans cette hypothèse, pour obtenir une fiabilité identique, il serait nécessaire de réaliser 26 tests successifs pour certifier une puissance et non 5 comme le prévoit la procédure actuelle.

En conséquence, RTE souhaite 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 souhaite donc intégrer 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.**

3.2.4 Cas particulier des capacités agréées préalablement à l'entrée en vigueur du

contrat

RTE prévoit que, dans le respect des conditions de maintien de l'agrément (précisées au §3.2.5), l'agrément des capacités agréées dans le cadre du contrat RR/RC de la période allant du 1er janvier au 31 décembre 2017 soit renouvelé au 1er janvier 2018, en conservant les mêmes conditions techniques d'agrément.

3.2.5 Maintien de l'agrément

Les conditions cumulatives suivantes doivent être satisfaites pour que l'agrément de l'EDA soit maintenu :

- le receveur d'ordre n'est pas modifié ;
- aucun site composant l'EDA n'est retiré.

Le contrat en vigueur prévoit que toute perte de site entraîne le retrait systématique de l'agrément de l'EDA. Pour les capacités constituées de nombreux site, 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 la puissance disponible. Ainsi, RTE propose que, pour les 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 :

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

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

Le premier critère permet de caper, en valeur absolue, la variation potentielle de capacité d'ajustement sans ré-agrément. Le second permet de ne pas inciter les acteurs à composer des EDA de taille inférieure pour vérifier plus facilement le premier critère.

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 ?

3.2.6 Chaîne de transmission de l'ordre

3.2.6.1 Chaine téléphonique

Les receveurs d'ordre doivent maintenir un numéro de téléphone opérationnel permettant la transmission des ordres en cas d'indisponibilité du dispositif TAO. Ce numéro est communiqué lors de la demande d'agrément.

3.2.6.2 Dispositif TAO

L'agrément des EDA est conditionné à l'existence, pour le receveur d'ordre relatif à l'EDA :

- d'un lien de télécommunication haute fiabilité déployé par RTE (nécessitant, dès la réponse à l'appel d'offres, d'identifier les sites de raccordement) dont les spécifications sont publiées sur le site internet de RTE :

  http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/services_clients/tao.jsp ;

- d'un receveur d'ordre de type « M2M » (cf. cahier des charges technique du dispositif TAO), ayant un taux de fiabilité qui sera défini contractuellement, et ce dès la période d'agrément.

A défaut, RTE procédera au retrait de l'agrément des EDA concernées.

3.3 Contrôles

3.3.1 Tests périodiques

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

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

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

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

3.3.2 Contrôle des EDA lors de leur mise à disposition sur le MA

3.3.2.1 Hors appel sur le mécanisme d'ajustement : disponibilité effective de la puissance

Lorsque des offres sont déposées sur le mécanisme d'ajustement, RTE vérifie, sur chaque pas demi-horaire, la disponibilité effective de la puissance mise à disposition.

Lorsque la puissance effective mise à disposition est inférieure à l'offre (sur une demi-heure) :

- dans le contrat en vigueur, pour les EDA Injection soumettant des offres implicites, la défaillance de l'EDA est déclarée lorsque, sur le Pas Demi-Horaire :

$$\frac{min\left(Puissance\ Agréée + P_{\min \text{prod}}\ ;\ PMD\right) - Puissance\ réelle\ injectée}{min\left(Puissance\ Agréée + P_{\min \text{prod}}\ ;\ PMD\right) -\ PA(p) - PSSY(p)} \leq 0{,}9$$

$$\text{ou}\ \ Puissance\ réelle\ injectée\ < 0{,}95 \times P_{\min \text{prod}}$$

  avec PA(p) le programme d'appel de l'EDP correspondant à l'EDA sur le pas demi-horaire p et $P_{min\ prod}$ la puissance minimale injectée telle que définie au sein de la procédure d'agrément ;

- le contrat en vigueur prévoit que, pour les EDA Soutirage Télérelevées ou Profilées, la défaillance est déclarée lorsque, sur le pas demi-horaire:

$$\frac{Puissance\ réelle\ consommée - Puissance\ talon}{min\left(Puissance\ Agréée\ ;\ P_{MA,EDA,p}\right)} \leq 0{,}9$$

  où la puissance talon déclarée par l'acteur d'ajustement et vaut zéro par défaut ;

- le contrat en vigueur prévoit que, pour les EDA Injection RPD soumettant des offres explicites, la Défaillance est déclarée lorsque, sur le Pas Demi-Horaire :

$$\frac{Puissance\ Agréée - Puissance\ réelle\ injectée}{\min(Puissance\ maximum\ offerte\ ;Puissance\ Agréée)} \leq 0{,}9$$

  RTE propose de modifier ce dernier critère en :

$$\frac{Puissance\ Agréée - Puissance\ réelle\ injectée}{\min(Puissance\ maximum\ offerte\ ;Puissance\ Agréée)} \leq 0{,}9$$

$$\text{ou } Puissance\ réelle\ injectée\ < 0{,}95 \times P_{\min \text{prod}}$$

afin de prendre en compte le cas des EDA Injection RPD soumettant des offres implicites et ayant obtenu un agrément avec production en base (cf. §3.2.1.9.2).

Les contrôles décrits ci-dessus ne sont pas réalisés de l'instant de début d'un ajustement jusqu'à l'instant de fin d'ajustement augmenté du DNA

Compte tenu de la possibilité de cumul entre le dispositif d'interruptibilité et la participation au mécanisme d'ajustement (cf. §4.1.1), pour les EDA comportant des sites de soutirage à profil d'interruption instantanée ayant conclu avec RTE un contrat d'interruptibilité, le contrôle décrit au présent article ne s'applique pas pour les pas demi-horaires pour lesquels une activation au titre du contrat interruptibilité a lieu.

Par ailleurs, afin d'affiner le contrôle de disponibilité, **RTE souhaite réviser les modalités de détermination de la puissance talon mentionnée ci-dessus**. RTE propose de définir la puissance talon 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 sera 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. Ce mode de calcul ne permet pas de révéler tous les cas d'indisponibilités lié à l'existence d'une puissance talon mais vise à couvrir le cas dans lequel l'acteur d'ajustement aurait introduit des sites non effaçables au sein de l'EDA.

Q8. La méthode de calcul du talon de consommation proposée par RTE vous semble-t-elle satisfaisante ?

3.3.2.2 Appels sur le MA

Tout appel sur le MA dont le contrôle de réalisé fait apparaître une défaillance, est comptabilisé comme une défaillance. Un refus d'exécution ou un passage d'ordre non abouti (absence d'accusé de réception fonctionnel au sens de TAO) d'un d'ordre d'ajustement est également comptabilisé comme une défaillance.

3.3.2.3 Perte de l'agrément sur la base des contrôles

RTE prévoit qu'une EDA perde son agrément lorsque l'une des deux conditions suivantes est satisfaite :

- RTE a constaté 2 défaillances sur 5 (ou moins) appels consécutifs réalisés sur l'EDA ;
- RTE a constaté que, sur 10 appels consécutifs de l'EDA sur le MA n'ayant pas fait apparaitre de défaillance, la condition suivante est vérifiée :

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

Cette dernière disposition établit un seuil :

- de 11% sur une moyenne de 10 appels pour les EDA de 10 MW ;
- de 5% sur une moyenne de 10 appels pour les EDA de 50 MW.

3.4 Observabilité des capacités agréées

3.4.1 Définition de l'observabilité des EDA

L'observabilité consiste à ce que RTE dispose dans ses outils de conduite, et en temps réel, des télémesures permettant de connaître la puissance active injectée ou soutirée à la maille de chaque EDA engagée en réserve avec un pas de mesure de 10 secondes.

3.4.2 Objectif de l'observabilité des EDA retenues lors de l'appel d'offres

Compte tenu des enjeux relatifs aux réserves rapide et complémentaire, RTE a mis en place en 2014, une obligation pour les acteurs d'ajustement, de mettre à disposition les télémesures de leurs EDA agréées, selon un cahier des charges imposé par RTE (consultable sur *http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/services_clients/reserves_rapides_complementaires.jsp*).

Lorsqu'un ajustement est passé sur une entité engagée en réserve rapide ou complémentaire, RTE a besoin, en temps réel, de visualiser et vérifier l'état de la capacité : sa disponibilité hors ajustement et la réalisation pendant l'ajustement. Cette observabilité représente un outil décisif pour la sûreté du réseau électrique et doit donc répondre à des exigences de précision et de fiabilité élevées, notamment pendant la phase d'activation des capacités.

Le titulaire doit être en mesure de communiquer en permanence à RTE la puissance active instantanée totale au périmètre de l'EDA, correspondant à la somme des puissances actives instantanées des sites composant l'EDA, et prise au niveau du point de raccordement du site au réseau public d'électricité.

Les télémesures doivent être instantanées et mises à disposition de RTE cycliquement avec une période de 10 secondes. Cependant, en dehors des périodes de sollicitation pour ajustement, il existe une possibilité d'allonger la période de rafraîchissement des télémesures jusqu'à un maximum de 5 minutes, celles-ci continuant à être transmises au pas 10 secondes.

Les valeurs transmises à RTE doivent être le résultat exclusif de l'agrégation de valeurs mesurées. RTE accepte de façon transitoire et exceptionnelle (suite à un incident) que les valeurs transmises soient issues de l'agrégation de valeurs mesurées et de valeurs calculées ou estimées.

3.4.3 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 était 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 propose :

- de **reconduire cette expérimentation** ;

– 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 dispositions 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, cette possibilité sera allouée en priorité aux acteurs titulaires d'engagements initiaux sur cette période puis aux acteurs ayant notifié leur échange de réserve à RTE en premier.

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 prise au niveau du point de raccordement du Site au Réseau Public d'Electricité RTE ». 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 la possibilité, pour les EDA Soutirage, de remonter une donnée reflétant la consommation mesurée au périmètre de l'ensemble des usages effacés.

Q9. Etes-vous favorables 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 ?

3.4.4 Calendrier pour l'obligation de mise à disposition des télémesures

RTE ne prévoit pas que l'observabilité des EDA soit un prérequis pour l'agrément des capacités. L'obligation de mise à disposition des télémesures par l'acteur d'ajustement à RTE est prévue selon le calendrier suivant :

1. l'EDA obtient la qualification technique à participer à la réserve rapide et/ou complémentaire ;
2. à une date D, RTE notifie à l'acteur d'ajustement l'obligation de la mise à disposition le service d'observabilité, selon le cahier des charges défini par RTE lors de l'appel d'offres ;
3. l'acteur d'ajustement est en mesure de transmettre à RTE les informations de télémesure relatives à l'EDA agréée :
    a. trois mois après la date D s'il s'agit d'un acteur n'ayant aucune EDA préalablement agréée ;
    b. un mois après la date D s'il s'agit d'un acteur ayant préalablement mis en œuvre l'observabilité pour d'autres EDA.

3.4.5 Cahier des charges technique de la mise à disposition de RTE des télémesures des EDA agréées

RTE prévoit que le protocole pour l'échange des informations soit TASE.2 ou IEC-104, au choix de l'acteur d'ajustement, avec une préférence pour IEC-104 (61870-5-104) dans la mesure où ce protocole offre davantage d'opportunités à l'acteur que TASE.2 (en particulier, IEC-104 est le protocole imposé sur le marché des services système). En revanche, RTE ne dispose pas, à date, d'infrastructure avec laquelle communiquer avec l'externe selon le protocole IEC-61850. Il n'est donc pas prévu à court ou moyen terme de le proposer comme alternative.

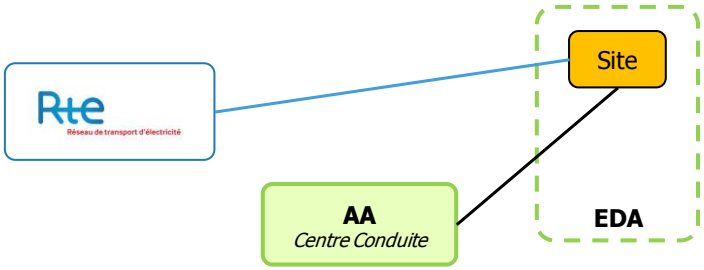
Par ailleurs, certains acteurs sont hébergés par un prestataire de services (infrastructure virtuelle Cloud/IaaS). Le site du titulaire, tel que mentionné dans le cahier des charges de l'observabilité, désigne le site où se trouve la passerelle de communication (IEC-104 ou TASE.2), celle-ci pouvant être hébergée à l'externe. Toutefois, il est nécessaire de s'assurer de la possibilité de mettre en place un lien IP VPN entre ce site hébergé et RTE (une étude d'éligibilité est conduite par le prestataire de RTE en ce sens).

3.4.6 Identification des configurations possibles pour les EDA et obligation correspondante

3.4.6.1 Légende

Rte Réseau de transport d'électricité	Réseau de télécomunication RTE
Site	Site raccordé sur le RPT ou le RPD
EDA	Périmètre d'une EDA
AA *Centre Conduite*	Centre de Conduite de l'Acteur d'Ajustement
	Lien télécom existant entre les sites et le Centre de Conduite de l'Acteur
	Lien télécom existant entre les sites et le réseau de télécommunication de RTE
	Lien télécom à créer entre les Centres de Conduite des Acteurs et le réseau de télécommunication de RTE

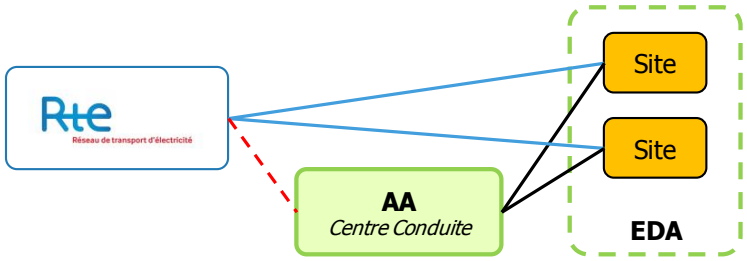
3.4.6.2 EDA mono-site point d'injection ou (exclusif) soutirage raccordée sur le RPT (cas 1)



RTE dispose déjà de l'observabilité des EDA mono-site qui disposent d'une convention de raccordement au RPT. L'ensemble des cas de figure est détaillé dans l'article 4.7 « Echange d'informations et système de téléconduite » de la Documentation Technique de Référence.

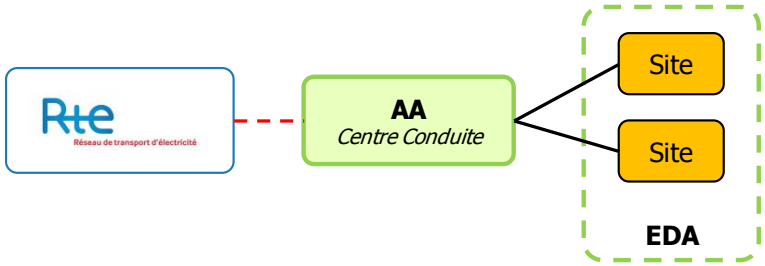
RTE ne prévoit donc pas d'obligation supplémentaire pour l'observabilité dans le cadre de cet appel d'offres.

3.4.6.3 EDA multi-sites point d'injection ou (exclusif) soutirage raccordés sur le RPT (cas 2)



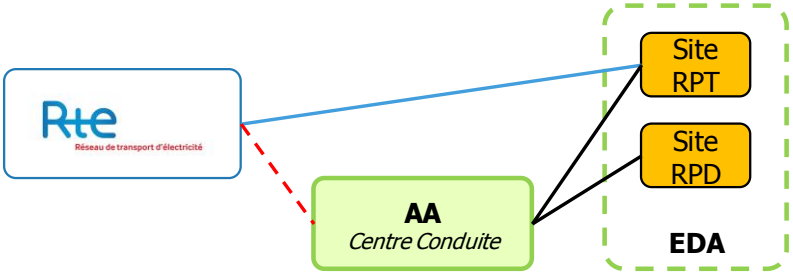
Les données agrégées des sites constituant une EDA devront être transmises à RTE par l'intermédiaire du centre de conduite de l'acteur d'ajustement. Le protocole de communication sera celui mentionné au §3.4.5.

3.4.6.4 EDA mono-site point d'injection ou (exclusif) soutirage raccordé sur le RPD (cas 3) et EDA multi sites point d'injection ou (exclusif) soutirage raccordés sur le RPD (cas 4)



Les données du site constituant une EDA devront être transmises à RTE par l'intermédiaire d'un centre de conduite de l'acteur. Le protocole de communication sera celui mentionné au §3.4.5.

3.4.6.5 EDA point de soutirage RPT et RPD (cas 6)



Les données agrégées des sites constituant une EDA seront transmises à RTE par l'intermédiaire d'un centre de conduite de l'acteur. Le protocole de communication sera celui mentionné au §3.4.5.

3.4.6.6 Synthèse des obligations en fonction de la configuration des EDA

		Production		Consommation		Site seul
		RPT	**RPD**	**RPT**	**RPD**	
Production	**RPT**	TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 2)*				Déjà Observable *(Cas 1)*
	RPD		TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 3)*			TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 4)*
Consommation	**RPT**			TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 2)*	TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 6)*	Déjà Observable *(Cas 1)*
	RPD				TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 3)*	TASE.2 ou IEC-104 *(Cas 4)*

3.5 Organisation d'essais par le titulaire

En 2017, RTE a introduit la possibilité de procéder à un essai annuel à l'initiative du titulaire sous les conditions suivantes :

- le demandeur doit prouver l'absence de secours sur le marché secondaire en soumettant à RTE au moins deux refus ;
- au plus un test par an et par capacité (EDA) peut être demandé par l'acteur ;
- les tests sont réalisés hors mécanisme d'ajustement, donc sans rémunération et sans correction des périmètres d'équilibre ;
- ces tests ne sont pas comptabilisés dans l'historique des activations, ils ne peuvent donc contribuer ni au maintien ni au retrait de l'agrément.

Le processus pour l'organisation d'essais par le titulaire est le suivant :

1. au plus tard en J-15, le titulaire notifie sa demande à RTE ;
2. en J-1, le titulaire confirme sa volonté de réaliser un essai ;
3. en J, si les conditions d'exploitation du système le permettent, le service de conduite de RTE contacte le titulaire pour autoriser le démarrage de l'essai ;
4. la période d'essai démarre immédiatement après l'autorisation de RTE. Cette période est limitée à 4 heures et peut être interrompue à tout moment par le service de conduite de RTE ;
5. dès la fin de la période d'essai, la capacité concernée peut être offerte sur le mécanisme d'ajustement. RTE peut notamment prolonger l'injection ou l'effacement réalisé durant l'essai à travers une activation à l'issue de la période d'essai.

Au sein du contrat RR/RC 2018, RTE propose de modifier la troisième étape du processus précité de la manière suivante :

3. **en J, le titulaire contacte le service de conduite de RTE. Si les conditions d'exploitation du système le permettent, RTE autorise le démarrage de l'essai.**

4. DISPOSITIONS CONTRACTUELLES

4.1 Mise à disposition de la capacité des EDA sur le MA

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

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

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

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

RTE propose de reconduire ces modalités pour l'année 2018.

4.1.2 Mise à disposition de capacités sans contrainte de stock

Le besoin en réserves rapide et complémentaire porte sur deux fois 2h d'énergie par jour. Toutefois, certaines capacités engagées en réserve peuvent être activées de multiples fois au sein d'une journée et délivrer 24 heures d'énergie. Ces capacités ne sont pas valorisées de manière spécifique au sein de l'appel d'offres RR/RC. Ce point pourra être réinterrogé (cf. §2.4.1).

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

Afin de maximiser le potentiel de valorisation de ces capacités et potentiellement réduire le coût d'équilibrage du système électrique en temps réel, RTE a engagé en 2017 une évolution du contrat RR/RC visant à ce que les titulaires souhaitant engager des capacités sans contrainte de stock déclarent, au sein de la liste d'engagement, l'absence de contrainte de stock sur les EDA concernées puis, au sein des conditions d'utilisation des offres associées, une énergie maximale (Emax) correspondant à un stock de 24 heures dès 16h30 en J-1 et un nombre d'activation illimité. Dès lors, RTE pourra solliciter la capacité en préséance économique, sans risque de ne plus disposer de réserves. Les pénalités pour défaillance constatée à l'activation prévues au sein du contrat de mise à disposition de réserves rapide et complémentaire pourront s'appliquer sur les 4 premières heures de défaillance sur la journée pour la RR, 3 premières heures pour la RC, en cohérence avec le stock garanti RR/RC. Les pénalités pour indisponibilité déclarée ou constatée pourront, quant à elle, s'appliquer sur l'ensemble de la journée.

Des évolutions importantes des outils et des processus de RTE sont nécessaires pour mettre en œuvre cette évolution et la sollicitation en préséance des capacités contractualisées sans contrainte de stock tout en garantissant la sûreté 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 souhaite mettre en œuvre cette évolution au plus tard au démarrage de la plateforme de partage de d'offres standards de Replacement Reserve (TERRE).

Par ailleurs, une EDA ayant été déclarée, à 16h30 en J-1, sans contrainte de stock pour la journée J, ne pourra être redéclarée avec un stock limité. En effet, l'utilisation des capacités contractualisées en préséance nécessite un engagement ferme du titulaire à offrir 24 heures d'énergie.

Ainsi, RTE propose d'introduire un nouveau cas de défaillance déclarée :

- **déclenché dès lors qu'une EDA ayant été déclarée sans contrainte de stock à un instant t pour la journée J, est redéclarée avec un stock limité (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 ;**
- **donnant lieu à une pénalité dont le niveau sera fixé de sorte à renvoyer une incitation à déclarer à RTE le niveau de stock réel de la capacité.**

Q10. Les modalités de prise en compte des capacités sans contrainte de stock vous paraissent-elles satisfaisantes ?

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

4.1.3.1 Transmission initiale de la liste d'engagement

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

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

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

RTE prévoit de reconduire les dispositions techniques relatives à la transmission de la liste d'engagement. Les modalités précises de transmission de cette liste sont explicitées à l'annexe 4 du contrat de réserves rapide et complémentaire disponible sur le site internet de RTE.

4.1.3.2 Nécessité de l'obtention de l'agrément des capacités avant la mise à disposition

des EDA dans le cadre du contrat

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

4.1.3.3 Redéclaration de la liste d'engagement

Les acteurs pourront redéclarer la liste d'engagement en temps réel. La prise en compte par RTE de la liste d'engagement intervient immédiatement après la fin d'exécution des ordres d'ajustement en cours sur des EDA de la liste d'engagement précédente. Lorsque des modifications interviennent sur des EDA ou des puissances pour une échéance inférieure à 2h après la redéclaration, la redéclaration donne lieu à des pénalités, précisées à l'article 9 du contrat de mise à disposition de réserves rapide et complémentaire.

4.1.4 Dépôt des offres sur le MA

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

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

4.1.4.2 Gestion du début et de la fin de l'engagement pour une journée J

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

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

RTE propose donc reconduire la modalité 2 pour le prochain appel d'offres.

4.2 Défaillances

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

RTE propose de conserver, de manière générale, la description actuelle des cas de défaillances (article 9.1 du contrat de mise à disposition de réserves rapide et complémentaire).

4.2.1 Défaillances déclarées par le titulaire

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

- ne dépose pas de liste d'engagement conforme et/ou ne dépose pas d'offres correspondant à son engagement avant 16h30 en J-1 pour un engagement en journée J ;
- ne dépose pas d'offres conformes et en informe RTE avant l'occurrence de la défaillance ou dans les plus brefs délais (opérateur temps réel lorsque la défaillance intervient en temps réel, ou service commercial de RTE lorsque la défaillance est prévisionnelle) ;
- redéclare sa liste d'engagement avec un préavis inférieur à 2 heures.

En complément, RTE propose d'introduire un cas de défaillance en cas de redéclaration d'un stock limité sur une EDA initialement déclarée sans contrainte de stock (cf. §4.1.2).

4.2.2 Défaillances constatées par RTE

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

- le contrôle de la disponibilité effective de la puissance proposée (cf. §3.3.2.1) met en évidence une défaillance ;
- RTE ne peut pas joindre le receveur d'ordre ni sur la voie principale de communication, ni sur la voie de secours ;
- le receveur d'ordre d'une EDA activée refuse l'exécution d'un ordre d'ajustement ;
- le Titulaire informe d'une Défaillance alors que RTE a initié la communication pour le passage de l'ordre d'ajustement ;
- le contrôle de réalisé met en évidence un sous-ajustement impliquant l'application de pénalités au titre du CRMA ;
- RTE a constaté que, sur 10 appels consécutifs d'EDA proposés par l'acteur dans sa liste d'engagement, la condition suivante est vérifiée :

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

4.3 Régime de pénalités

4.3.1 Principes

Le régime de pénalité proposé par RTE vise à :

- renvoyer une incitation visant à ce que les titulaires mettent à disposition le produit contractualisé ;
- fournir une garantie aux acteurs de marché qui rendent le service que la concurrence est équitable ;

- inciter les acteurs à déclarer les défaillances relatives à la disponibilité de leur capacité.

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

a. ne pas rendre le service et vendre sa capacité ;

b. rendre le service de RR ou RC pour lequel il est contractuellement engagé ;

c. proposer la capacité d'un acteur tiers pour rendre ce service (cf. §4.3.1).

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

Dans le cas a., si l'acteur estime que l'optimum économique est de vendre sa capacité sur les marchés au lieu de remplir ses engagements contractuellement pris, c'est que la différence entre ces deux termes est positive :

- la rémunération au prix EPEX ainsi que le prix de rémunération de sa capacité issu de l'appel d'offres RR/RC ($PF_{RR/RC}$) ; et
- le coût variable de l'activation de sa capacité (qui peut être nul à certaines périodes) et les pénalités payées au titre de l'absence de mise à disposition de la capacité.

Pour que l'acteur soit toujours incité à rendre le service contractualisé, il faudrait donc que la pénalité relative à la défaillance soit supérieure à EPEX + $PF_{RR/RC}$.

RTE prévoit donc qu'une défaillance de 1 MW soit pénalisée, pour chaque pas demi-horaire, sur la base suivante :

$$Pénalité_{base} = C \times \frac{\max(Prime\ fixe\ (€/MW/h)\ ;\ EPEX)}{2}$$

C prend la valeur suivante :

- 1,05 pour les EDA engagées en DMO 30 minutes et 30 minutes d'énergie (par bloc) ;
- 1,10 pour les EDA engagées en DMO 13 minutes (ou moins) et 30 minutes d'énergie.

Le coefficient C est augmenté de 0,10 pour tout bloc de 30 minutes d'énergie supplémentaire pour lequel l'EDA est engagé. Lorsque le titulaire justifie que la défaillance est de nature technique, le coefficient C est porté à 1 pour tous les pas demi-horaires concernés par la défaillance.

4.3.2 Pénalité appliquée pour une défaillance déclarée

Pour chaque défaillance déclarée par le titulaire, la pénalité appliquée par RTE correspond à la pénalité de base sur chaque demi-heure.

4.3.3 Pénalité appliquée pour une défaillance constatée

4.3.3.1 Disponibilité effective inférieure à l'engagement

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

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

avec P, la puissance défaillante.

4.3.3.2 Receveur d'ordre injoignable ou refus d'activation ou activation défaillante

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

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

avec P, la puissance défaillante.

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

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

4.3.3.3 Le contrôle du réalisé met en évidence une défaillance

Si RTE constate que, sur 10 appels consécutifs portant sur une EDA proposée par l'acteur dans sa liste d'engagement et déclarés non défaillants au titre des règles MA-RE, la relation suivante est vérifiée : $\sum_{10\ appels} P_{demandées} - \sum_{10\ appels} P_{réalisées} > 1{,}12\sqrt{\sum_{10\ appels} P_{demandées}}$, la pénalité appliquée au titulaire correspond à la moitié de celle calculée au §4.3.3.2, pour chacune des 10 activations.

4.3.4 Autres pénalités

4.3.4.1 Pénalités appliquées lors des redéclarations de la liste d'engagement

Lorsque la redéclaration de la liste d'engagement vient modifier la liste des EDA proposées dans les 2 heures qui suivent la redéclaration, RTE prévoit d'appliquer les pénalités suivantes pour un changement de puissance P :

- sur le pas demi horaire (P_{redec}) de la redéclaration de la liste d'engagement : $100\% \times P \times Pénalité_{base}$;
- sur le pas demi-horaire {P_{redec}+1} : $100\% \times P \times Pénalité_{base}$;
- Sur le pas demi-horaire {P_{redec}+2} : $50\% \times P \times Pénalité_{base}$;
- Sur le pas demi-horaire {P_{redec}+3} : $25\% \times Pénalité_{base}$.

4.3.4.2 Absence d'offres à 16h30 en J-1 (ou de liste d'engagement)

Comme pour les contrats actuels, pour les défaillances relatives à un retard dans le dépôt des offres ou de la liste d'engagement, une pénalité forfaitaire sera prévue, égale à 20€/MW.

4.3.5 Régime de pénalité spécifique en cas d'aléa technique

RTE propose d'instruire la mise en œuvre d'un régime de pénalité spécifique relatif aux cas de défaillances déclarées découlant d'un aléa technique.

La notion d'aléa technique devra être strictement définie : les critères permettant de caractériser les cas d'aléa technique devront être clairement définis dans le contrat. Ces critères devront être univoques et ne devront pas présenter de biais significatif.

RTE propose de limiter la définition d'aléa technique aux 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 les sites composant l'EDA.

Seront exclus du régime spécifique 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 ou 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 pénalité en vigueur continuera de s'appliquer.

Pour établir la nature de l'indisponibilité, RTE 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.

Le niveau de la pénalité appliquée en cas de défaillance déclarée découlant d'un aléa technique devra être supérieur au niveau de la pénalité appliquée en cas de révision des engagements à la demande du titulaire (cf. §4.5.2) afin de maintenir une incitation à déclarer sa défaillance au plus tôt. Ce niveau devra également maintenir une incitation à proposer en réserve des capacités fiables, subissant peu d'aléas techniques.

Ainsi, RTE propose de fixer le niveau de cette pénalité, pour chaque MW défaillant et chaque pas demi-horaire concerné, à quatre fois la prime fixe pour l'engagement concerné (rapportée au pas demi-horaire).

Afin de maintenir une incitation à prévoir le retour de la capacité (si l'aléa technique conduit à une indisponibilité de quelques jours), RTE propose que ce régime de pénalité spécifique ne puisse s'appliquer qu'aux défaillances déclarées avant 16h30 en J-1 (l'acteur défaillant reste donc redevable de la pénalité de base a minima sur la journée durant laquelle intervient l'aléa).

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 ?

4.4 Transfert d'obligation

RTE propose de reconduire les modalités de transfert d'obligation introduites dans les contrats 2017.

Dans ce schéma, lorsque l'acteur A et l'acteur B notifient à RTE un transfert :

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

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

En complément, RTE propose d'introduire un format CSV pour les NER. 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 propose 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).

Q12. Le format de fichier NER proposé par RTE vous convient-il ?

RTE publie, sur son site internet, la liste des acteurs disposant de capacités agréées afin de faciliter le marché secondaire. En complément, **RTE propose de mettre en œuvre une liste de diffusion incluant tous les acteurs disposant de capacités agréées.**

4.5 Cas de résiliation/révision spécifiques

4.5.1 Résiliation par l'acteur

Un acteur peut demander une résiliation du contrat dès lors que les pénalités facturées sont supérieures à 140% de la prime fixe. La résiliation ne peut prendre effet que 6 semaines après la demande (2 semaines de prise en compte par RTE et 4 semaines d'appel d'offres), ce qui permet à RTE de contractualiser à nouveau la puissance manquante. Pendant ce délai, l'acteur d'ajustement reste redevable de son engagement.

4.5.2 Révision des engagements par RTE

RTE peut modifier les engagements initiaux du titulaire décrits si (i) le titulaire peut assurer un nombre restreints d'engagements et (ii) suite à une défaillance technique dûment justifiée, au moins une des cinq conditions de l'article est remplie :

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

Si la révision des engagements résulte d'une demande du titulaire, le contrat en vigueur prévoit l'application d'une pénalité égale à 10% de la révision de prime fixe.

RTE propose de reconduire ces modalités.

4.5.3 Résiliation par RTE

Avec les modalités proposées dans ce document, RTE prévoit la possibilité de résilier le contrat avec un titulaire l'un des critères cités au §4.5.2.

Lorsqu'un acteur ne dispose pas ou plus en propre du niveau de capacités agréées, il doit pouvoir prouver à RTE qu'il est en mesure de répondre à ses engagements par d'autres moyens, avec un préavis d'un mois avant l'entrée en vigueur de son engagement.

4.6 Prix variable des capacités proposées

La réservation de capacité relative à la réserve rapide et complémentaire est un produit financé par la communauté des utilisateurs des réseaux publics d'électricité.

L'activation des réserves correspond en revanche à une réaction à un déséquilibre constaté en temps réel (et dans le cas des réserves rapide, à résorber en 15 minutes). La résorption de ce déséquilibre est financée par les responsables d'équilibre déséquilibrés sur le pas de temps de règlement des écarts lors duquel le déséquilibre est constaté.

Dans ces hypothèses, le financement théorique optimal est un prix de réservation de la capacité de 0€ et un prix variable libre, et donc payé par les responsables d'équilibre en déséquilibre.

Fixer un cap de prix variable puis interclasser les offres de réservations en fonction du cap de prix variable pourrait entrainer un transfert de coûts des responsables des déséquilibres vers la communauté des utilisateurs des réseaux publics d'électricité.

RTE propose donc de ne pas imposer de cap de prix variable au sein des contrats RR/RC 2018, si les deux conditions suivantes sont réunies :

1. la possibilité pour RTE de réaliser des tests sur les EDA agréées, lorsqu'elles ne sont pas activées régulièrement sur le MA (cf. §3.3.1) ;

2. l'application de pénalités proportionnelles au prix variable des offres déposées sur le MA.

Ces conditions sont nécessaires pour que RTE puisse garantir l'effectivité des capacités dont les prix variables sont élevés et donc peu activées.

4.7 Réécriture du contrat

RTE procèdera à la réécriture du contrat RR/RC en vue du prochain appel d'offres afin d'en améliorer la lisibilité. En complément, RTE proposera de renommer les réserves rapide et complémentaire afin (i) de se rapprocher des termes utilisés au sein du règlement Electricity Balancing et (ii) d'éviter tout ambiguïté au niveau opérationnel entre Réserve Rapide (RR) et Replacement Reserve (RR).

5. ECHEANCES DE CONTRACTUALISATION

5.1 Contexte

Les réserves rapide et complémentaire mobilisables par RTE sont aujourd'hui contractualisées dans le cadre d'un appel d'offres annuel, avec un lotissement dont la granularité temporelle est cependant plus fine : jours ouvrés d'une semaine, weekends et jours fériés d'une semaine.

Le cadre règlementaire européen entend imposer aux gestionnaires de réseaux de constituer ces réserves à des échéances plus proches du temps réel. Si le règlement *Electricity Balancing*, tout en posant le principe d'appels d'offre à court terme, laisse des marges de manœuvre notamment en donnant la possibilité de montrer que d'autres solutions sont plus efficaces, le futur « paquet énergie propre » se veut en revanche plus précis : dans sa rédaction connue à ce jour, il exige en effet que les réserves soient constituées au plus tôt la veille du jour de livraison.

Il semble à RTE que ce changement peut avoir des conséquences importantes sur la structure de l'offre de réserves rapide et complémentaire et qu'il n'est pas à exclure qu'il entraine une hausse des coûts de contractualisation.

Cette question a été évoquée lors de l'appel à contributions sur l'appel d'offres portant sur la réserve mise à disposition pour l'année 2017. Les acteurs de marché avaient alors indiqué dans leur réponse un certain nombre d'avantages liés à une contractualisation partiellement court-terme des réserves rapide et complémentaire :

- certaines capacités ne peuvent être offertes qu'à un horizon court terme car leur disponibilité est inconnue à l'horizon annuel. C'est par exemple le cas des effacements de consommation thermosensibles, d'une partie de certains effacements industriel. La participation de ces capacités peut réduire le coût de la réserve ;
- d'autre part, un certain nombre de capacités participant à la réserve sont susceptibles de tirer par ailleurs une valeur importante de la vente de leur électricité sur les marchés. Le coût de la fourniture de réserve par ces capacités représente leur opportunité de valorisation sur les marchés.

Il est à noter que la tenue chaque jour pour le lendemain d'une enchère primaire de réserves n'est pas indispensable à ce que ces capacités puissent participer au marché ou que le prix auquel elles sont offertes reflète correctement leur opportunité de valorisation sur les marchés. L'existence d'un marché secondaire liquide permettrait, grâce à des échanges plus proches du temps réel, une meilleure optimisation de court terme. Cette possibilité d'échange existe aujourd'hui, de gré à gré, mais elle est peu utilisée ; une enchère journalière peut constituer une solution au manque de liquidité qui limite aujourd'hui l'efficacité de ce dispositif.

Une simplification du placement des maintenances et une potentielle réduction des prix d'activation des capacités réservées à court terme ont également été mentionnées ; cependant, RTE ne pense pas pouvoir disposer facilement d'éléments permettant de quantifier ces effets.

À l'inverse, des inconvénients associés aux appels d'offres court-terme ont été relevés. Il a en particulier été souligné que certaines capacités, du fait de coûts variables très élevés, ne réalisaient pas de bénéfices de la vente d'énergie sur les marchés de gros, ou du moins trop peu pour assurer leur rentabilité ; ces capacités sont donc en quelque sorte spécialisées dans la fourniture de réserves et l'appel d'offres annuel permet de sécuriser les revenus nécessaires à leur maintien en fonctionnement. Si la contractualisation devait avoir lieu à plus court terme, les exploitants auraient une visibilité réduite sur leurs revenus à venir et donc sur l'opportunité d'exploiter ces capacités pour une nouvelle année. Leur maintien en service se traduirait donc par une prise de risque accru et donc par une exigence de rentabilité supérieure. Ceux qui, parmi ces moyens, n'atteindraient pas la rentabilité requise, seraient contraints de fermer, réduisant l'offre disponible pour le mécanisme.

Les acteurs ont aussi souligné que de répondre à des appels d'offres quotidiens entraînait une complexité de gestion bien supérieure à celle d'une enchère annuelle, donc des coûts de transaction plus importants. Enfin, certains y ont également vu un risque pour la sécurité d'approvisionnement, craignant que, lors de périodes de tension du système, la capacité totale offerte lors d'enchères journalière soit trop faible pour couvrir le besoin de réserves de RTE. En première approche, RTE propose que ces deux effets (sur les coûts de transaction et la sécurité d'approvisionnement) soient pris en compte de manière qualitative, mais non-quantifiés.

En résumé, pour l'analyse quantitative, RTE propose de retenir les effets suivants pour chaque horizon de contractualisation :

Échéance annuelle	**Échéance journalière**
- Rehaussement du coût annuel de certaines capacités faisant face à un risque plus important, de nature à les exclure du marché	- Gisement disponible à court-terme seulement - Évaluation plus précise du coût d'opportunité
	Remarque : la mise en place d'une enchère journalière n'est pas strictement nécessaire ; l'existence d'un marché secondaire liquide permettrait d'activer ces deux leviers.

5.2 Modalités d'étude proposées

5.2.1 Principes

RTE propose de mener une étude pour déterminer quelles sont les échéances souhaitables pour la contractualisation des réserves rapide et complémentaire et estimer le bénéfice collectif que l'on peut en attendre.

Cette étude doit ainsi permettre :

1. de démontrer, s'il existe, l'intérêt de maintenir la réservation d'une partie des capacités jusqu'à un an à l'avance ;
2. d'évaluer quantitativement le gain associé, pour la collectivité, c'est-à-dire le coût que la réservation d'un certain volume par appel d'offres annuel permet d'éviter par rapport à la réservation de ce même volume par appels d'offres journaliers ;

3. d'évaluer la répartition optimale des volumes à réserver entre la partie contractualisée annuellement et la partie contractualisée de façon journalière.

5.2.2 Hypothèses sur les offres et données requises

Cette étude sera menée en considérant les données historiques de l'appel d'offres, qui seront modifiées pour simuler les changements que les exploitants de capacité auraient opérés s'ils avaient dû participer à des appels d'offres quotidiens plutôt qu'à un appel d'offre annuel. Ces changements pourront porter sur les volumes de réserves disponibles pour le marché et sur leurs coûts. On constituera ainsi, en plus du carnet d'offres valables pour une éventuelle enchère annuelle, un carnet d'offres de court terme modifié de la manière suivante :

1. une partie des offres portant sur les capacités « hors marché » ne seront pas disponibles sur les enchères de court terme du fait d'un surcoût pour l'exploitant lié à un risque plus élevé ;

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 ?

2. un certain nombre d'offres seront ajoutées pour refléter le gisement de capacités disponibles uniquement à court terme ; là encore il conviendra d'en déterminer le prix ;

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 ?

3. enfin pour les offres correspondant à des capacités qui tirent une partie substantielle de leurs revenus de la vente d'énergie sur le marché de gros, le prix des offres à court terme sera modifié pour refléter l'arbitrage entre la fourniture de réserve et la vente sur le marché de gros compte-tenu des prix spot historiques.

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 ?

5.2.3 Organisation de l'étude

L'allocation optimale des offres compte-tenu de ces changements sera simulée pour calculer le coût total de la contractualisation et la répartition des gains et des pertes dans chaque situation :

1. le cas de référence pour ces calculs est naturellement la situation historique avec une allocation par enchère unique annuelle. Il n'y a pas de calcul à mener pour ce cas, les chiffres historiques seront repris ;
2. dans un premier temps, on lui comparera une allocation découpée temporellement en 365 enchères prenant place la veille du jour de livraison, correspondant au scénario voulu par le « paquet énergie propre » ;
3. ensuite, on étudiera une situation comportant :

a. l'attribution au moyen d'une enchère annuelle d'une même proportion x du volume des réserves rapide et complémentaire,

b. complétée, pour le volume restant, par 365 enchères prenant place la veille du jour de livraison.

4. Ce calcul sera mené pour plusieurs valeurs de la proportion annuelle x de manière à déterminer celle qui minimise le coût de la contractualisation des réserves ;

5. enfin on comparera qualitativement les mérites respectifs de découper l'appel d'offres infra-annuel en 365 enchères journalières ou en 52 enchères hebdomadaires. Il est probable en effet que la précision dans les hypothèses permettant de caractériser les avantages et les inconvénients d'appels d'offres de court-terme ne permette pas de discriminer quantitativement l'une ou l'autre de ces deux options.

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 ?

5.2.4 Calendrier

RTE propose le calendrier suivant pour instruire le sujet des échéances de contractualisation des réserves rapide et complémentaire :

- septembre 2017 : exposé des conclusions de l'étude et choix de l'organisation temporelle de la contractualisation ;

Si l'option d'un appel d'offres court terme partiel ou total est retenue :

- octobre à décembre : concertation sur les modalités pratiques de l'appel d'offres court-terme ;
- 2018 : mise en œuvre (déploiement de la solution SI et du processus d'appels d'offres court-terme) ;
- 1er janvier 2019 : démarrage de l'appel d'offres court-terme.

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 ?

* *

*