Modalités de contractualisation des réserves rapide et complémentaire pour l'année 2021

Rapport d'accompagnement à la saisine (1/2)

12 mai 2020

TABLE DES MATIERES

Table des matières **2**

1. Contexte **3**

2. Structure des règles RR-RC **6**

3. Dimensionnement des réserves contractualisées **7**

3.1 Répartition des volumes à couvrir entre l'appel d'offres journalier et l'appel d'offres annuel 8

3.2 Impact du passage sous forme de règles 17

3.3 Méthode de calcul du besoin journalier 17

4. Evaluation de l'impact carbone du verdissement de l'appel d'offres RR-RC **19**

4.1 Etat actuel et enjeux 19

4.2 Estimation de l'impact d'une plus grande réservation de moyens hydrauliques pour la RR-RC sur les émissions de CO_2 par la modélisation d'une modification des programmes d'appel 20

4.3 Test de robustesse sur la détermination de la marginalité 24

4.4 Encadrement 25

4.5 Conclusions 26

5. Modalités de contractualisation **28**

5.1 Date J 28

5.2 Contractualisation par appel d'offres annuel 29

5.2.2.3 Offre technique 30

5.3 Contractualisation par appel d'offres journalier 42

5.4 Contractualisation par appel d'offres complémentaire jusqu'à une Date J 47

5.5 Publications 51

6. Conditions techniques des capacités proposées **53**

6.1 Caractéristiques techniques des EDA proposées pour répondre à un engagement 53

6.2 Agrément des EDA à la réserve rapide ou complémentaire 55

6.3 Observabilité des capacités agréées 65

6.4 Organisation d'essais par le titulaire 69

7. Dispositions contractuelles ..... Erreur ! Signet non défini.

7.1 Mise à disposition de la capacité des EDA sur le MA ..... **Erreur ! Signet non défini.**

7.2 RTE propose donc reconduire la modalité 2 dans les règles RR-RC. Des précisions ont été apportées sur la formulation suite à une remarque d'EDF en retour à la consultation. Défaillances ..... **Erreur ! Signet non défini.**

7.3 Transfert d'obligation ..... **Erreur ! Signet non défini.**

7.4 Modification des engagements à la demande de l'acteur ..... **Erreur ! Signet non défini.**

7.5 Cas de résiliation/révision spécifiques ..... **Erreur ! Signet non défini.**

8. Réponses détaillées ..... Erreur ! Signet non défini.

Annexe 1 - Tableau récapitulatif des évolutions et des dates de mise en œuvre ..... Erreur ! Signet non défini.

1. CONTEXTE

Le règlement *Electricity Balancing*, entré en vigueur le 18 décembre 2017, prévoit que le GRT élabore une proposition concernant les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage. Ces modalités et conditions comprennent les règles, exigences et délais applicables à l'acquisition et au transfert de capacités d'équilibrage, lesquelles incluent les réserves rapide et complémentaire.

RTE constitue les réserves rapide et complémentaire par contractualisation de capacités activables sur le mécanisme d'ajustement (MA). La contractualisation est aujourd'hui effectuée une fois par an pour l'ensemble de l'année civile suivante. Ainsi, les contrats issus du dernier appel d'offres annuel conduit mi 2019 courent jusqu'au 31 décembre 2020. Un nouvel appel d'offres annuel doit permettre de contractualiser les réserves rapide et complémentaire à partir du 1er janvier 2021.

En outre, dans la délibération n°2019-132 du 25 juin 2019 portant approbation des modalités de l'appel d'offres 2020 de réserves rapide et complémentaire, la CRE a indiqué être favorable à la mise en œuvre d'un appel d'offres journalier dans les meilleurs délais, par dérogation à l'article 6(9) du règlement (UE) n°2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, et au plus tard au 1er janvier 2021.

Dans ce contexte et suite à la concertation menée entre mars et décembre 2019, RTE a proposé en janvier 2020 une évolution des modalités de contractualisation de l'appel d'offres de réserves rapide et complémentaire 2020 approuvées par la CRE, portant sur les modalités de contractualisation journalière applicable à l'année 2020 et la mise à disposition des volumes ainsi contractualisés. Ces évolutions ont fait l'objet d'une délibération[1] approuvant les modalités proposées.

En parallèle, RTE a travaillé à la transformation du contrat RR RC et de ses annexes en règles pour simplifier les processus liés à la signature des contrats, rendre plus pérennes les dispositions relatives à l'agrément, détendre les contraintes de concertation qui découlent de la nécessité d'organiser l'appel d'offres annuel à l'été et intégrer des modalités plus pérennes de contractualisation journalière de réserves rapide et complémentaire.

Par ailleurs, dans sa délibération n°2019-132 du 25 juin 2019 portant approbation des modalités de l'appel d'offres 2020 de réserves rapide et complémentaire, la CRE a indiqué être favorable au plan de travail proposé par RTE concernant notamment l'instruction de la structure et du montant des pénalités et la réflexion sur la procédure d'amélioration des performances d'une entité agréée. RTE a voulu profiter de la concertation pour l'appel d'offres RR RC 2021 pour proposer des simplifications structurantes concernant les sujets identifiés comme sources de complexité et de contestation par les acteurs, à savoir :

- l'agrément des capacités ;
- les régimes de défaillances conduisant à l'application de pénalités et au retrait de l'agrément.

[1] Délibération n°2020-049 de la Commission de régulation de l'énergie du 12 mars 2020 portant approbation des modalités de l'appel d'offres journalier 2020 de réserves rapide et complémentaire

En complément, dans sa délibération n°2019-132 du 25 juin 2019 portant approbation des modalités de l'appel d'offres 2020 de réserves rapide et complémentaire, la CRE a demandé à RTE de présenter un retour d'expérience sur la contractualisation des produits ayant une durée minimale d'activation inférieure ou égale à 15 minutes, et de l'adéquation de cette contractualisation au besoin, ainsi que de mettre en place de nouveaux indicateurs, notamment concernant l'activation des capacités engagées en RR RC. En outre, la CRE a demandé à RTE de mener en 2020 une concertation visant à assurer la cohérence des modalités de l'appel d'offres de réserves rapide et complémentaire avec les objectifs en matière de politique énergétique inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, et notamment la réduction des énergies fossiles.

Dans sa délibération n°2020-049 du 12 mars 2020 portant approbation des modalités de l'appel d'offres journalier 2020 de réserves rapide et complémentaire, la CRE a également demandé à RTE de traiter lors de la concertation 2020 les sujets suivants :

- l'ouverture de l'enchère journalière 14 jours avant la période de livraison, afin de l'aligner avec l'enchère de réserve primaire ;
- l'abaissement du seuil de participation à 1 MW pour les appels d'offres journaliers uniquement, sous condition que la somme des volumes annuel et journalier soit supérieure à 10 MW ;
- la révision de la pénalisation pour les défaillances déclarées en amont de l'appel d'offres journalier, pour permettre le processus de déclaration d'une défaillance au plus proche de l'appel d'offres journalier et y associer un montant des pénalités qui reflète les coûts effectivement supportés par RTE, à savoir la différence de prix entre l'enchère journalière et l'enchère annuelle, avec un seuil minimum (10% du prix de l'enchère annuelle).

Enfin, RTE propose, notamment suite aux demandes de certains acteurs, d'apporter des précisions concernant l'impact de la mise en œuvre du projet TERRE (plateforme européenne d'échange de *Replacement Reserve*), ainsi que concernant les cas particuliers de manque d'offres pour ou de repli pour les appels d'offres journalier et annuel.

Dans ce contexte, RTE a concerté durant le premier trimestre 2020, les éléments suivants :

- les modalités du passage en jeu de règles des contrats RR-RC ;
- le retour d'expérience concernant la mise en place des produits à DOmin courts à l'appel d'offres 2020 ainsi que la proposition pour 2021 ;
- la proposition de feuille de route entre 2020 et 2024 pour l'identification du volume à contractualiser par le biais d'un appel d'offres journalier ;
- Les simplifications apportées aux modalités de l'appel d'offres annuel et de mise à dispositions des capacités engagées en RR RC, en particulier en ce qui concerne l'agrément des capacités et les régimes de défaillances ;
- l'étude économique sur l'impact carbone d'un « verdissement » de l'appel d'offres RR-RC ;
- les évolutions complémentaires à apporter à l'AO 2021 à savoir :
    - Les traitements associés aux cas particuliers d'insuffisance d'offres et les modes de repli ;

- les modalités applicables pour la mise en place de la plateforme TERRE ;
- La publication d'un indicateur relatif à l'activation ;
- Le cas particulier de soumission d'offres inférieures à 10 MW pour l'appel d'offres journalier ;
- Le délai de publication des résultats pour l'appel d'offres journalier ;
- La révision des conditions de modification des engagements initiaux ;
- Les délais d'ouverture de l'enchère et de publication du besoin.

Le règlement *Electricity Balancing* prévoit que le texte proposé par le GRT soit soumis à consultation auprès des acteurs du marché pendant une période d'au moins un mois. Enfin, la proposition du GRT doit être soumise à l'approbation du régulateur avant d'entrer en vigueur.

RTE a ainsi organisé trois réunions de concertation avec les acteurs, qui se sont déroulées les 22 janvier, 19 février et 12 mars 2020. Suite à ces réunions, RTE a élaboré une proposition et un projet de règles RR-RC associé incluant les points précédemment listés, applicable aux différents modes de contractualisation proposés et à la mise à disposition des volumes ainsi contractualisés. Cette proposition a été soumise à consultation aux acteurs entre le 27 mars et le 27 avril 2020 et a reçu des commentaires de 9 acteurs.

Suite aux contributions reçues, RTE a revu sa proposition notamment concernant les éléments suivants :

- Le critère de défaillance à l'activation ;
- Les modalités de réalisation de tests ainsi que le nombre de tests proposés ;
- Les modalités de transition vers les nouvelles modalités d'agrément ;
- Les publications ;

La révision des conditions de modification des engagements initiaux. Ces éléments ainsi que les principales remarques reçues sont détaillées dans les parties 3 à 7 du présent rapport. Enfin, la partie 8 du présent rapport reprend l'ensemble des remarques formulées par les acteurs et y apporte des réponses détaillées.

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

- Les règles RR-RC et leurs annexes ;
- le règlement de consultation définissant les modalités de l'appel d'offres complémentaire.

Pour information, sont également ajoutés au dossier de saisine :

- le règlement de consultation définissant les modalités de l'appel d'offres annuel ;
- les annexes relatives à la mise en place de l'observabilité.

2. STRUCTURE DES REGLES RR-RC

Les règles RR-RC se composent des éléments suivants :

- Les modalités contractuelles applicables à l'ensemble des participants aux réserves rapide et complémentaire (règles RR-RC) ;
- Les 9 annexes des règles RR-RC :
    - Annexe 1 : Accord de participation RR-RC
    - Annexe 2 : Coordonnées
    - Annexe 3 : Liste des EDA agréées
    - Annexe 4 : Demande d'agrément
    - Annexe 5 : Demande de remise à zéro du compteur des échecs relatifs à l'agrément
    - Annexe 6 : Cahier des charges pour la mise en place de l'observabilité
    - Annexe 7 : Modalités de transmission de la liste d'engagement
    - Annexe 8 : Notification d'échange de réserve au titre du contrat RR/RC
    - Annexe 9 : Engagements issus de l'appel d'offres annuel
    - Annexe 10 : Modalités relatives à l'expérimentation observabilité statistique
- Le règlement de consultation de l'appel d'offres complémentaire

Les annexes suivantes du contrat RR-RC 2020 ont été directement intégrées dans le corps des règles RR-RC :

- Annexe 2 relative aux modalités d'agrément
- Annexe 6 relative aux modalités de mise à disposition des capacités en réserves rapide et complémentaire
- Annexe 7 relative à l'activation des offres relatives aux EDA engagées
- Annexe 9 relative aux modalités de transmission des NER à RTE

De la même façon, le cahier des charges de l'appel d'offres, la totalité du règlement de consultation de l'appel d'offres journalier 2020 et la majeure partie du règlement de consultation de l'appel d'offres annuel 2020 ont été directement intégrés dans le corps des règles RR-RC.

De plus, les conditions particulières du Contrat RR-RC ont été transformées en 2 annexes aux règles RR-RC, à savoir l'Annexe 9 (Engagements issus de l'appel d'offres annuel) et l'Annexe 10 (Modalités relatives à l'expérimentation observabilité statistique).

Enfin, RTE considère que les éléments suivants sont « hors » Règles car relèvent de modalités opérationnelles de type règles SI :

- Le règlement de consultation de l'appel d'offres annuel ;
- Les annexes relatives à l'observabilité.

3. DIMENSIONNEMENT DES RESERVES CONTRACTUALISEES

Au titre de sa mission de suivi des réserves, RTE constitue des 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 la réglementation européenne, 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).

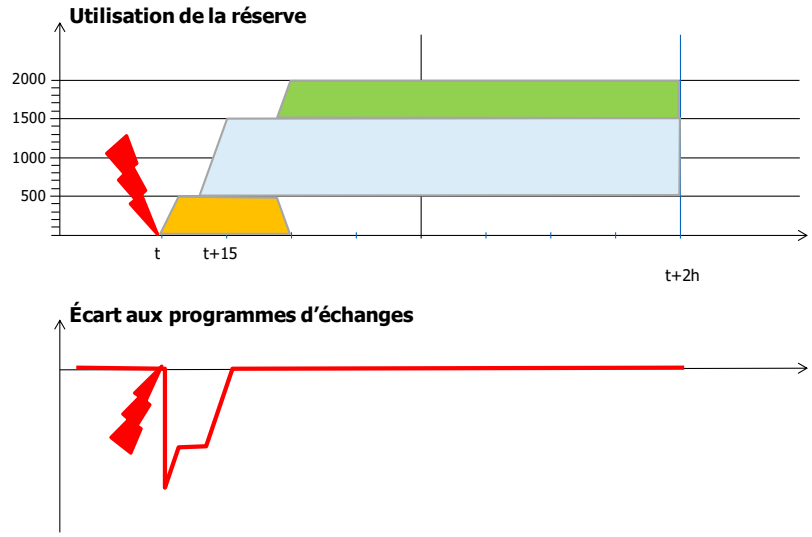
Les règles de dimensionnement sont établies dans l'accord opérationnel de bloc de réglage fréquence-puissance dont une partie est approuvée par la CRE.

Ainsi, RTE s'assure de la disponibilité de réserves activables avec un préavis de moins de 15 minutes et pour un volume de 1500 MW. En complément, RTE constitue des réserves de court terme permettant de restaurer la réserve secondaire en moins de 30 minutes.

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 maximale 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.

3.1 Répartition des volumes à couvrir entre l'appel d'offres journalier et l'appel d'offres annuel

Pour rappel, l'article 32.2 du règlement n°2017/2195/CE de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique impose que la procédure d'acquisition de capacités d'équilibrage soit exécutée, dans la mesure du possible et lorsque cela est économiquement efficient, sur une base de court terme. Ce principe est renforcé par l'article 6(9) du règlement (UE) n°2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, selon lequel la contractualisation de capacité d'équilibrage doit avoir lieu au plus tôt un jour avant la fourniture de la capacité d'équilibrage avec une durée contractuelle d'un jour maximum.

Le règlement prévoit toutefois la possibilité de déroger à ce principe si l'autorité de régulation compétente a approuvé des durées contractuelles plus longues en vue de garantir la sécurité de l'approvisionnement ou d'améliorer l'efficacité économique. Dans ce cas, la contractualisation journalière doit concerner au moins 40 % des produits de capacités d'équilibrage standard et au moins 30 % de toutes les capacités d'équilibrage contractualisées.

Dans la délibération n°2019-132 du 25 juin 2019 portant approbation des modalités de l'appel d'offres 2020 de réserves rapide et complémentaire, la CRE a indiqué être favorable à la mise en œuvre d'un appel d'offres journalier dans les meilleurs délais, comme exigé par l'article 6(9) du règlement sur le marché intérieur de l'électricité précité, et en tout état de cause à partir du 1er janvier 2021.

Ainsi, pour le quatrième trimestre 2020, RTE a indiqué souhaiter viser de recourir à un appel d'offres journalier afin de contractualiser les engagements correspondant, le cas échéant, aux volumes défaillants d'un ou plusieurs titulaires de contrat de réserves rapide et complémentaire. Cette situation est une situation transitoire et RTE s'était engagé lors de la concertation 2019 à mener une étude économique en vue de déterminer un optimum sur la répartition entre appel d'offres annuel et appel d'offres journalier.

Les résultats de cette étude ont été présentés lors du GT du 24 janvier aux acteurs et sont synthétisés ci-dessous.

3.1.1 Etude relative à l'impact économique de l'évolution des modalités de l'appel d'offres RR-RC

RTE a réalisé une étude pour évaluer l'impact économique de l'évolution des modalités de l'appel d'offres RR-RC. Cette étude cherche d'une part à déterminer la répartition optimale entre l'échéance annuelle et l'échéance journalière de cet appel d'offres. D'autre part, elle étudie l'impact de la période de contractualisation des capacités de RR-RC sur le résultat de l'appel d'offres. La modélisation est réalisée à partir de données de l'année 2018.

La présentation de la démarche et des résultats de cette étude faite ici se veut synthétique et non exhaustive. En particulier, les hypothèses prises et les limites de la modélisation choisie n'y sont pas présentées entièrement.

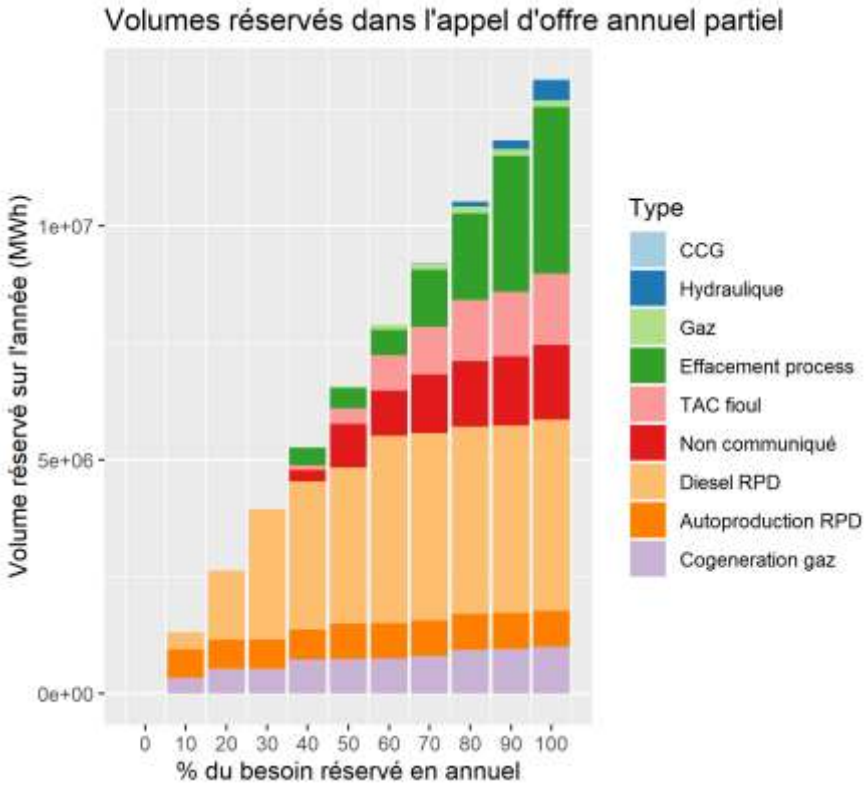
La figure ci-dessous illustre la démarche suivie pour modéliser un appel d'offre réparti entre l'échéance annuelle et l'échéance journalière : un appel d'offres annuel portant sur une fraction du besoin total est modélisé dans un premier temps, puis un appel d'offres journalier portant sur le reste du besoin est modélisé. Enfin, le coût de l'appel d'offres dans son ensemble est calculé. L'enjeu central dans la modélisation de l'appel d'offres mixte journalier-annuel réside dans le fait que les offres susceptibles d'être formulées par les acteurs en J-1 sont a priori différentes de celles formulées pour un appel d'offres annuel car les acteurs ont une vision différente de leurs capacités disponibles en J-1 et de la perte d'opportunité liée à la fourniture de réserve.



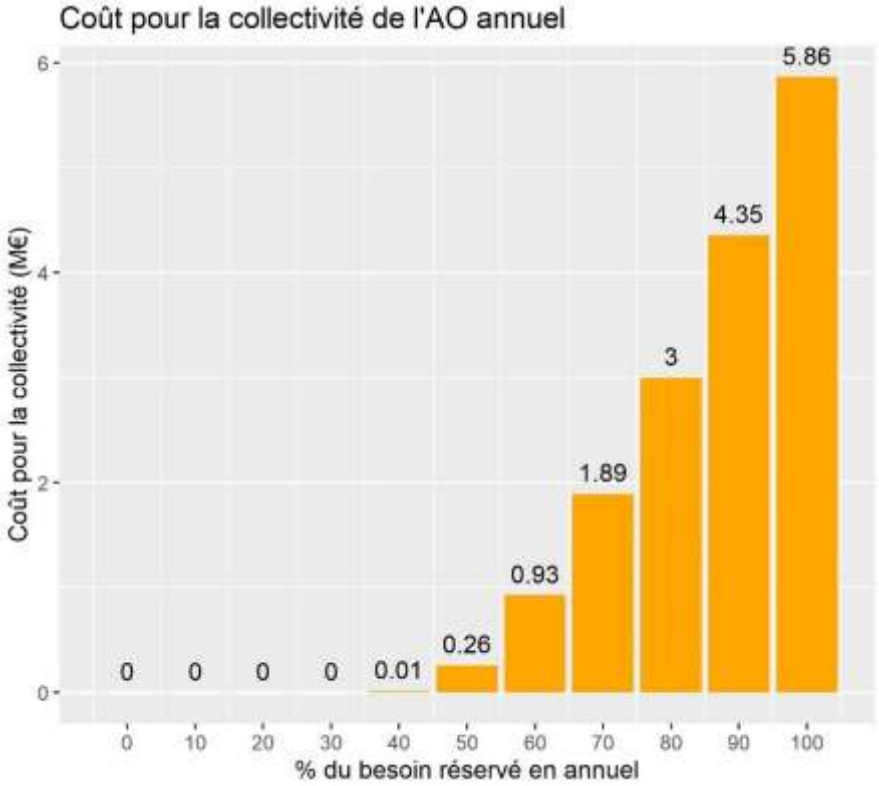
3.1.1.1 Sur la base des données de l'enchère de 2018, la modélisation d'un appel d'offres annuel partiel montre qu'il serait à coût nul du moment que moins de 40 à 50% du besoin total de RR-RC est couvert à cette échéance

L'appel d'offres annuel est rejoué à partir des offres RR-RC déposées par les acteurs pour l'année 2018. Celles-ci sont supposées affectées à des technologies sur la base des réponses à un questionnaire adressé aux acteurs en 2018 dans le cadre du GT RR-RC.

Une version simplifiée de l'algorithme opérationnel est utilisée pour retenir les offres selon la préséance économique. Ce calcul est répété plusieurs fois en considérant un niveau de contractualisation annuelle du besoin de RR-RC allant de 0 à 1500 MW (correspondant à différentes valeurs du pourcentage de couverture annuelle du besoin total RR-RC). Le graphique ci-dessous montre les volumes retenus par technologie en fonction du pourcentage de contractualisation annuelle du besoin total considéré dans l'appel d'offres simulé.



Pour chaque niveau de contractualisation annuelle du besoin total de RR-RC, le coût pour la collectivité peut être calculé en multipliant les prix des offres retenus par les volumes retenus. Le graphique ci-dessous montre les résultats de ce calcul.



Il peut être observé que le coût de l'appel d'offres reste nul pour une contractualisation annuelle inférieure à 40% du besoin total. Cela veut dire que pour ce niveau de contractualisation annuelle, l'algorithme a uniquement sélectionné des capacités offertes à prix nul. Ce résultat est conditionné

aux offres déposées dans l'enchère de 2018.

3.1.1.2 Modélisation d'un appel d'offres journalier partiel

Etant donné qu'aucun appel d'offres RR-RC journalier n'a encore été tenu, RTE ne dispose pas de données historiques d'offres permettant modéliser un appel d'offres journalier de capacités de RR-RC. Les offres annuelles ne peuvent pas être réutilisées car les capacités disponibles et coûts de fournitures vus de l'échéance journalière sont nécessairement différents de ceux vus de l'échéance annuelle. Il est ainsi nécessaire de faire des hypothèses sur les capacités que les acteurs pourraient offrir en J-1 et les prix associés à ces offres. La démarche adoptée pour déterminer les capacités, puis les prix considérés dans la modélisation de l'appel d'offres J-1 est présentée ci-dessous. Enfin, les résultats de cet appel d'offres sont présentés.

3.1.1.2.1 Les capacités disponibles en J-1 sont déterminées à partir des chroniques de disponibilité des groupes constatées en 2018

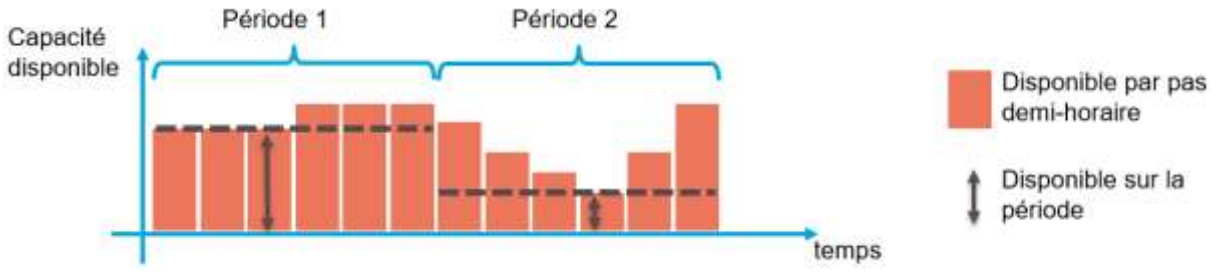
Dans la démarche qui suit, seuls les groupes raccordés au réseau de transport sont considérés. Les effacements et les groupes raccordés au réseau de distribution ne sont pas pris en compte. Pour les groupes hydrauliques, comme ce qui est généralement constaté en pratique, seuls les groupes de tête de vallée sont supposés susceptibles de fournir des capacités de RR-RC.

Les capacités disponibles sont déterminées sur la base des chroniques de disponibilité de 2018. Pour chaque groupe et chaque pas demi-horaire, les données suivantes sont considérées pour déterminer la capacité qui peut être offerte en RR (13 minutes) ou en RC (30 minutes) : le minimum technique, la puissance maximale disponible et le gradient à la hausse. Pour les groupes non démarrés, le délai de préparation est également pris en compte. Enfin, les capacités déjà retenues dans l'appel d'offres annuel partiel sont considérées indisponibles afin de ne pas les réserver à nouveau dans l'appel d'offres journalier.

Trois pas de contractualisation sont considérés dans cette étude :

- La contractualisation par pas demi-horaire (il n'est pas envisagé d'avoir recours à cette modalité à l'avenir : ce cas est envisagé uniquement dans le cadre de l'étude économique) ;
- La contractualisation selon les périodes du MA (mécanisme d'ajustement) ;
- La contractualisation par périodes journalières.

Dans le deuxième et le troisième cas, les capacités déterminées par groupe pour chaque pas demi-horaire doivent être ramenées à des capacités disponibles par groupe sur toute la période en considérant le pas demi-horaire le plus contraignant de la période, comme illustré dans le graphique ci-dessous :



Par conséquent, plus la période de contractualisation est longue, plus les capacités disponibles sont faibles.

Il convient de noter que la démarche suivie pour la détermination des capacités est basée sur les programmes d'appel J-1. Or ceux-ci ne seront en pratique pas connus par les acteurs au moment de l'appel d'offres journalier RR-RC qui aura lieu avant le marché J-1. L'étude s'appuie donc sur

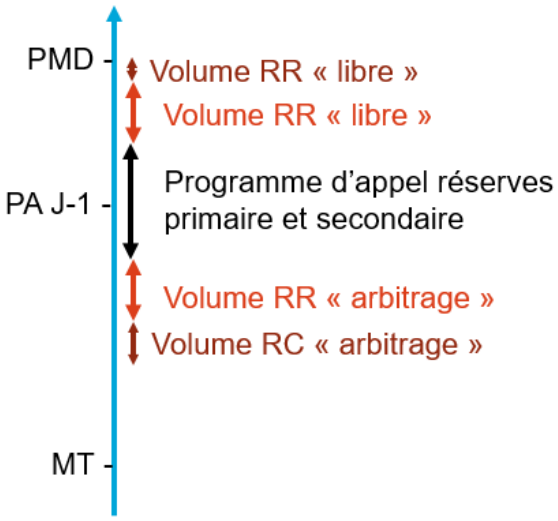
l'hypothèse selon laquelle les acteurs ont une vision parfaite des volumes retenus lors du marché J-1 en l'absence d'appel d'offres RR-RC, ce qui constitue une limite dans la modélisation choisie.

3.1.1.2.2 Les prix d'offres dans un appel d'offres journalier sont estimés à partir des pertes d'opportunité des moyens de production sur le marché de l'énergie

L'étude se place dans des hypothèses de concurrence pure et parfaite dans lesquelles les acteurs offrent les capacités de RR-RC à un prix égal au coût d'opportunité lié à la fourniture de réserve. Pour un acteur, le coût d'opportunité découle essentiellement d'un arbitrage entre la vente d'énergie et la fourniture de réserve. Seuls les coûts de fourniture de la réserve sont considérés ici. Les coûts d'activation sont supposés reflétés dans les offres formulées par les acteurs sur le mécanisme d'ajustement, indépendamment de l'appel d'offres RR-RC.

Le graphique ci-dessous illustre les différents types de capacités disponibles et les arbitrages associés. Le programme d'appel J-1 (PA J-1), situé entre le MT (minimum technique) et la PMD (puissance maximale disponible), départage les capacités de RR-RC en deux catégories :

- La capacité « libre » : l'acteur peut offrir cette capacité sans modifier son programme d'appel J-1, et donc sans impact sur l'optimisation de son parc de production. Le fait de réserver cette capacité pour la RR ou RC est supposé ne pas entraîner de perte d'opportunité. La capacité est donc supposée offerte à prix nul.
- La capacité en « arbitrage » : pour offrir cette capacité, l'acteur doit réduire son programme d'appel J-1 et par conséquent renoncer à une partie des profits venant de la vente d'énergie. La perte d'opportunité est donc considérée égale à la différence entre le prix Spot et le coût variable du groupe. Le prix auquel la capacité est considérée offerte dans l'appel d'offres J-1 est donc égal à cette différence. Les coûts variables des groupes thermiques sont estimés à partir des prix des combustibles et du CO2. Pour les groupes hydrauliques, en l'absence de données concernant la valeur de l'eau, l'hypothèse d'un coût variable nul est retenue, ce qui constitue une des limites majeures de l'étude.



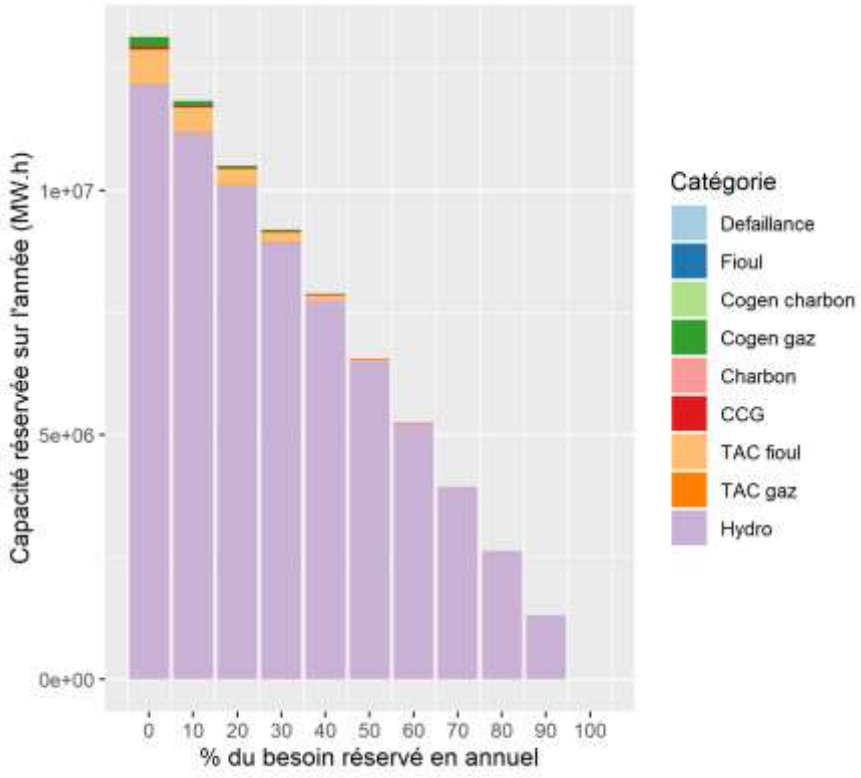
Il convient de noter que la détermination des coûts d'opportunité est faite en supposant une connaissance parfaite des résultats du marché J-1 par les acteurs. De plus, l'impact de la réservation de capacités de RR-RC sur les résultats du marché J-1, tant sur les volumes retenus que sur les prix, n'est pas pris en compte.

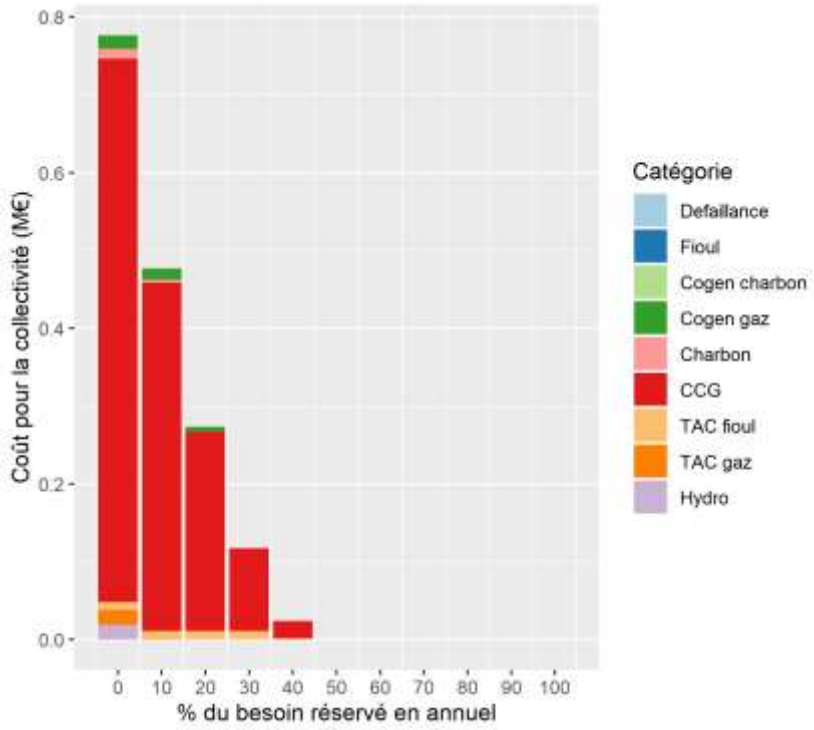
3.1.1.3 Sur la base des données des chroniques de disponibilité, des coûts de production et des prix Spot de 2018, la modélisation d'un appel d'offres journalier partiel montre qu'il

serait à coût nul du moment que moins de 50% du besoin total de RR-RC est couvert à cette échéance

L'appel d'offre est simulé, pour chacune des trois hypothèses concernant le pas de contractualisation, en retenant selon la préséance économique les offres J-1 construites comme décrit précédemment. Cette simulation est répétée pour plusieurs niveaux de couverture du besoin à contractualiser en J-1, afin de simuler plusieurs répartitions du besoin total (1500 MW) entre l'échéance annuelle et l'échéance journalière.

Les deux graphiques ci-dessous donnent montrent les résultats de cet appel d'offres J-1 : d'une part les capacités réservées par technologie, d'autre part le coût pour la collectivité. Pour les deux, le pourcentage du besoin réservé en annuel est représenté en abscisse : à 0%, les 1500 MW de RR-RC sont contractualisés dans l'appel d'offres journalier, tandis qu'à 100%, on ne réserve aucune capacité dans l'appel d'offres journalier. Seuls les volumes et coûts relatifs à l'appel d'offres J-1 sont représentés ici. Par ailleurs, ces deux graphiques sont obtenus dans l'hypothèse où les périodes de contractualisation coïncident avec les périodes du MA.





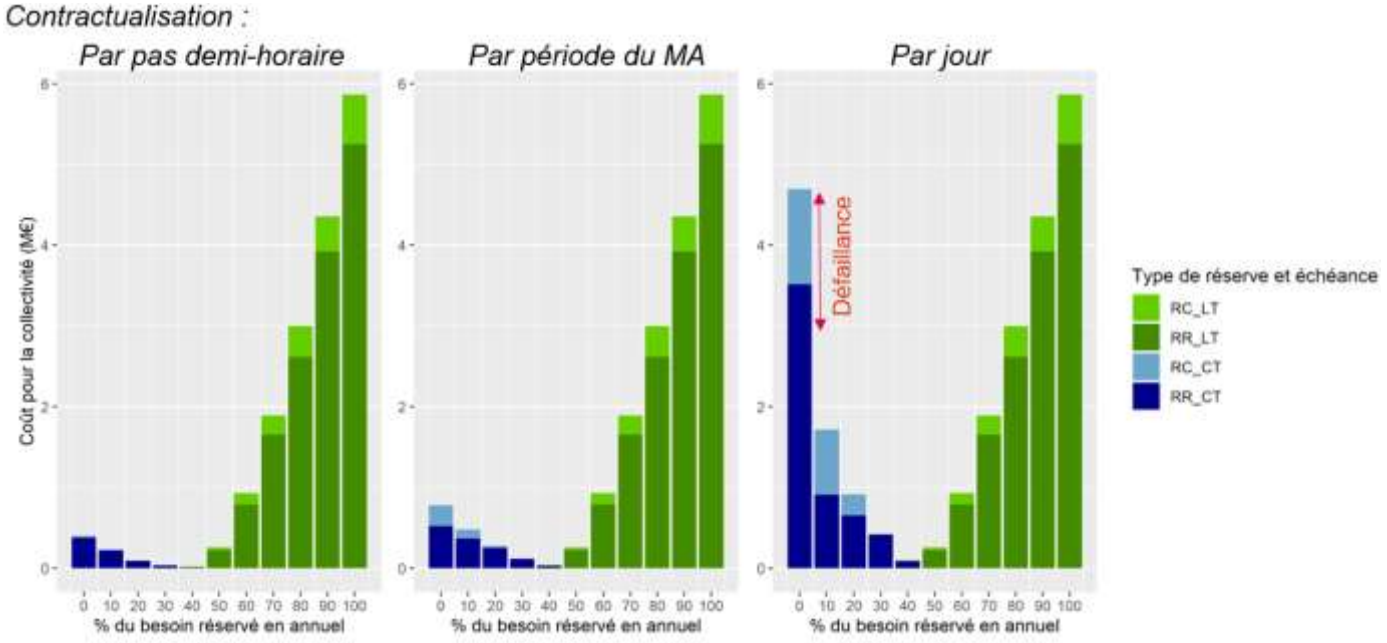
Comme pour l'appel d'offres annuel, on constate que pour des volumes faibles de besoin, le coût pour la collectivité de l'appel d'offres journalier devient nul dès que l'on peut satisfaire le besoin en faisant appel à des offres à coût d'opportunité nul.

Il convient de noter que l'appel d'offres journalier de RR-RC a en réalité un impact sur le marché J-1 qui n'est pas pris en compte ici. Une approche complète du coût pour la collectivité devrait intégrer les effets sur le marché J-1.

3.1.1.4 Sur la base des résultats du marché de 2018 et compte tenu des hypothèses retenues, une répartition à 40% entre les échéances annuelles et journalières pour l'appel RR-RC apparaît comme l'optimum

Après avoir simulé un appel d'offres annuel partiel et un appel d'offres journalier partiel, les résultats des deux échéances sont assemblés pour tirer des conclusions sur un appel d'offre mixte réparti entre l'échéance annuelle et l'échéance journalière. Dans tous les cas, le besoin total considéré sur la somme des deux échéances dans cet appel d'offres mixte est de 1500 MW.

Le graphique ci-dessous représente, pour les trois pas de contractualisation considérés, le coût pour la collectivité de l'appel d'offres mixte en fonction du pourcentage du besoin réservé à l'échéance annuelle.



Comme les coûts liés aux deux échéances varient de manière opposée en fonction du pourcentage réservé en annuel (le coût de l'appel d'offres partiel annuel augmente tandis que celui de l'appel d'offres annuel journalier diminue), le coût pour la collectivité de l'appel d'offres mixte présente un minimum lorsque la contractualisation est répartie entre les deux échéances. Dans les résultats obtenus, ce minimum est atteint entre 40% et 50% du besoin réservé en annuel. Il convient néanmoins de noter qu'en raison des nombreuses limites de modélisation (en particulier sur l'appel d'offres journalier et la dépendance à l'année considérée), ces résultats doivent être interprétés avec grande précaution et pris comme des ordres de grandeur plutôt que comme des valeurs précises.

3.1.1.5 Conclusion

En conclusion :

- **L'étude ne justifie pas un passage à 100% de volume en J-1 dès à présent et identifie un optimum « théorique » entre 40% et 50%, ce chiffre résulte toutefois d'un certain nombre d'hypothèses pouvant être déterminantes sur le résultat présenté ;**
- **Il n'y aurait pas de pertes économiques concrètes à démarrer sur un volume « minimal » de 30% en J-1.**

3.1.2 Proposition de RTE

Lors des réunions de concertation, certains acteurs ont également partagé la nécessité de partager des éléments qualitatifs, au-delà de l'analyse économique. En particulier, en se référant à la première étude réalisée en 2018 sur la contractualisation journalière, il peut être pertinent de conserver une part de contractualisation annuelle pour les capacités dites « hors la monnaie » qui ne trouve pas de rentabilité sur les marchés de l'énergie et qui peuvent avoir besoin d'une certaine visibilité sur leurs revenus.

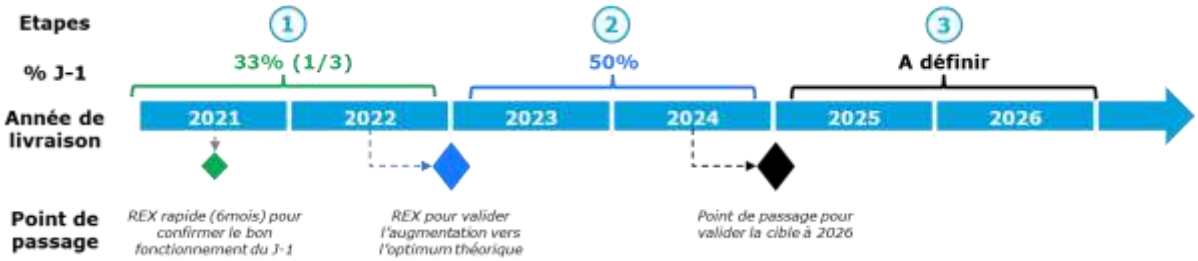
De plus, d'un point de vue opérationnel, RTE a identifié certains risques au démarrage tels que :

- Une potentielle insuffisance d'offres liée à des fondamentaux marchés (absence de certitude concernant la liquidité pour une nouvelle durée de contractualisation, la formation du prix, …), bien que ce risque soit identifié comme très faible ;

- Une incertitude sur le nombre d'acteurs en capacité technique de participer à l'AO journalier.

Afin de limiter ces risques et au regard des résultats de l'étude, RTE préconise donc de démarrer avec un volume plus réduit qui permet toutefois de respecter le seuil minimum de 30% imposé par la réglementation.

RTE a ainsi proposé une progression en 3 étapes pour la répartition de volume entre l'AO journalier et l'AO annuel :



1. **En 2021-2022 : 33% (1/3) de contractualisation journalière** : cette répartition pour 2 années permet de minimiser les risques au démarrage et permet d'avoir suffisamment de recul (au bout de 2 ans de mise en œuvre) pour constituer un retour d'expérience (REX) et fiabiliser le processus aussi bien côté RTE que côté acteurs.

   RTE propose ainsi qu'un premier retour d'expérience soit réalisé dans les 6 mois suivant la mise en œuvre de la contractualisation journalière afin de valider cette répartition 1/3-2/3 et/ou identifier les éventuels points bloquants.

2. **En 2023-2024 : 50% de contractualisation journalière** : RTE propose le passage à l'optimum théorique en 2023 et pour 2 ans, sous réserve que les REX mentionnés ci-dessus soient positifs.

3. **En 2024, au regard du retour d'expérience du passage à 50%, il conviendra alors de définir la trajectoire pour l'année 2026.** La concertation pour l'AO 2025 devra permettre de définir la cible à 2026 qui pourrait être :

   - 100% de journalier ;
   - Un mix journalier + semestriel ;
   - Un mix journalier + autre (à définir).

   En effet, il peut être rappelé qu'à compter de 2026, il ne sera plus possible d'avoir recours à une contractualisation par le bais d'un appel d'offres annuel puisque la période de contractualisation ne pourra plus dépasser 6 mois (article 6(11) du règlement électricité n°2019/943 susmentionné).

Sur l'ensemble des répondants à la consultation, sept acteurs (Alpiq, EDF, Energy Pool, Smart Grid Energy, Flexcity, Novajoule, Engie) se sont montrés favorables à la proposition, deux acteurs partiellement (CNR, Liberty Aluminium Dunkerque), et un acteur (Dalkia) ne s'est pas prononcé sur la proposition.

Un acteur (CNR) a proposé une progression plus rapide vers l'optimum théorique avec 40% en 2022 puis 50% en 2023. RTE considère que cette proposition reste assez proche de celle proposée par RTE, mais augmente légèrement le risque au démarrage de l'appel d'offres journalier que RTE préférerait réduire.

Il est à noter que certains acteurs (EDF, Energy Pool) ont challengé la robustesse « théorique » de l'étude économique, tout en reconnaissant qu'elle constituait l'unique base disponible à date.

Au vu des retours des acteurs, RTE considère que la proposition initiale forme un consensus suffisant et propose de la conserver.

3.2 Impact du passage sous forme de règles

La méthode de dimensionnement des réserves étant précisée dans l'Accord de bloc mentionné ci-dessous, **RTE propose que les règles RR-RC renvoient à l'accord de bloc en ce qui concerne la détermination du besoin (notamment du volume en MW à contractualiser) de RR et du besoin de RC.**

Ceci évite de devoir modifier les règles si jamais la méthode de dimensionnement venait à changer ou dans le cas où le volume total à contractualiser venait à être modifié, à la hausse notamment (ce qui sera le cas, par exemple, à la mise en service de l'EPR de Flamanville).

De la même façon, la répartition du besoin de RR et de RC entre l'appel d'offres journalier et annuel sera proposée par RTE à la CRE au moment de la saisine sur les règles RR RC 2021 et fera donc l'objet d'une approbation par la CRE.

Il est ainsi proposé que le % retenu chaque année ne figure pas dans les règles mais qu'en revanche, les règles précisent comment est calculé le besoin pour l'appel d'offres journalier. La répartition du volume entre les 2 appels d'offres suivra le même processus d'approbation que celui appliqué pour les règles et est détaillé à l'article 1.4 des règles RR-RC.

3.3 Méthode de calcul du besoin journalier

Le calcul du besoin pour l'appel d'offres journalier se fondera sur les éléments suivants :

- Volume de RR total, respectivement du volume de RC total, à couvrir ;
- (-) Volume de RR réellement attribué lors de l'appel d'offres annuel, respectivement du volume de RC réellement attribué lors de l'appel d'offres annuel ;
- (+) Volumes d'engagements résiliés de RR, et respectivement de RC pour chaque journée.

Dans la mesure où il existe au moment de la contractualisation un principe de substitution entre les produits RR et RC (il peut être contractualisé plus de RR que le besoin si cela coûte moins cher), RTE propose d'en tenir compte pour la détermination des besoins journaliers de RR et de RC, de façon à ne pas sur-contractualiser de la RR.

Par rapport à cette proposition, EDF a proposé que le volume de RR en journalier soit calculé, non pas à partir du volume de RR réellement attribué mais par rapport au besoin de RR recherché en annuel. Cela signifie que le volume de RR annuel qui excèderait le besoin de RR recherché en annuel viendrait en diminution du besoin de RC journalier au lieu du besoin de RR journalier, de façon à garantir qu'il y aura toujours un besoin de RR à contractualiser en journalier.

En effet, il est théoriquement possible que sur les années 2021 et 2022, 100% du besoin de RR (1000 MW) soit couvert par l'appel d'offres annuel (ce qui signifierait qu'aucun volume de RC n'a été retenu lors de l'appel d'offres annuel). Dans ce cas, suivant la proposition de RTE et modulo les engagements résiliés, l'appel d'offres journalier porterait effectivement sur 500 MW de produit RC et 0 MW de produit RR.

Cet effet de bord disparaitra dès lors que la part de contractualisation annuelle diminuera en deçà de 2/3, à savoir à compter de 2023 suivant la proposition de RTE.

Dans la mesure où il restera possible de déposer et de sélectionner des offres RR en journalier même

si le besoin recherché en journalier est uniquement un besoin RC (si retenir les offres RR s’avère moins cher), RTE souhaite maintenir sa proposition initiale.

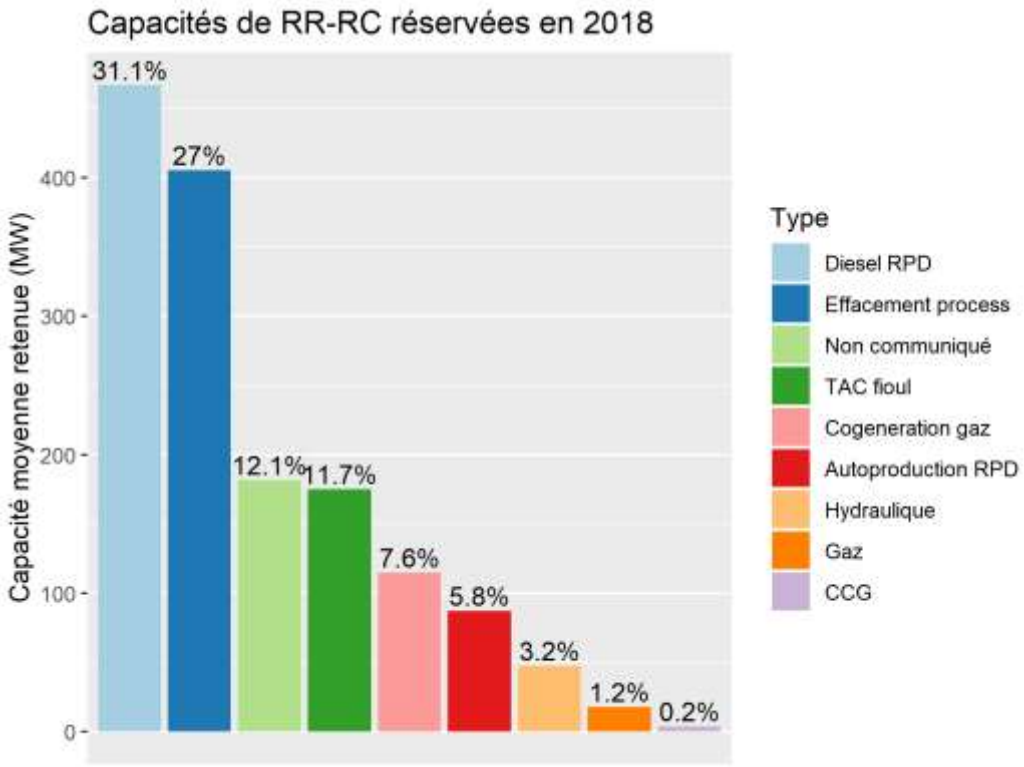
4. EVALUATION DE L'IMPACT CARBONE DU VERDISSEMENT DE L'APPEL D'OFFRES RR-RC

Dans sa délibération n° 2019-132 du 25 juin 2019 portant approbation des modalités de l'appel d'offres 2020 de réserves rapide et complémentaire, la CRE a demandé à RTE de mener en 2020 une concertation visant à assurer la cohérence des modalités de l'appel d'offres de réserves rapide et complémentaire avec les objectifs en matière de politique énergétique inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, et notamment la réduction des énergies fossiles.

A ce titre, RTE a conduit une étude pour évaluer l'impact sur les émissions de CO_2 d'un verdissement de l'appel d'offres RR-RC, c'est-à-dire d'une favorisation des moyens décarbonés dans cet appel d'offres.

4.1 Etat actuel et enjeux

L'appel d'offres RR-RC retient actuellement majoritairement des capacités carbonées. Le graphique ci-dessous représente la répartition des capacités retenues dans l'appel d'offres 2018 sur la base des informations communiquées par les acteurs dans le cadre du GT RR-RC. Seules 30% des capacités retenues sont décarbonées de façon certaine et 60% des capacités retenues sont carbonées de façon certaine.



Un verdissement de l'appel d'offres RR-RC pourrait avoir deux effets opposés :

- Lors des activations des réserves RR-RC, le fait d'avoir favorisé les moyens décarbonés devrait mener à une **réduction des émissions**.
  - ➔ Or, en pratique, sur l'année 2019, en dehors des tests d'agrément, les activations sur le mécanisme d'ajustement d'offres sur la liste d'engagement RR-RC ont toutes été faites sur des groupes hydrauliques. Les émissions sont donc déjà nulles sur cette année.

- Par ailleurs, si davantage de moyens de production décarbonés sont réservés pour la RR-RC, ils sont moins disponibles pour répondre à la demande (hors équilibrage) et peuvent donc être remplacés par d'autres moyens émetteurs de CO_2, ce qui **pourrait mener à une augmentation des émissions**.
  - ➔ C'est sous cet angle que le verdissement de l'appel d'offres est abordé dans cette étude. RTE a cherché à quantifier cet effet en simulant une participation accrue des groupes hydrauliques à la RR-RC (jusqu'à 1000 MW) et la manière dont cela peut affecter le programme d'appel des autres moyens de production.

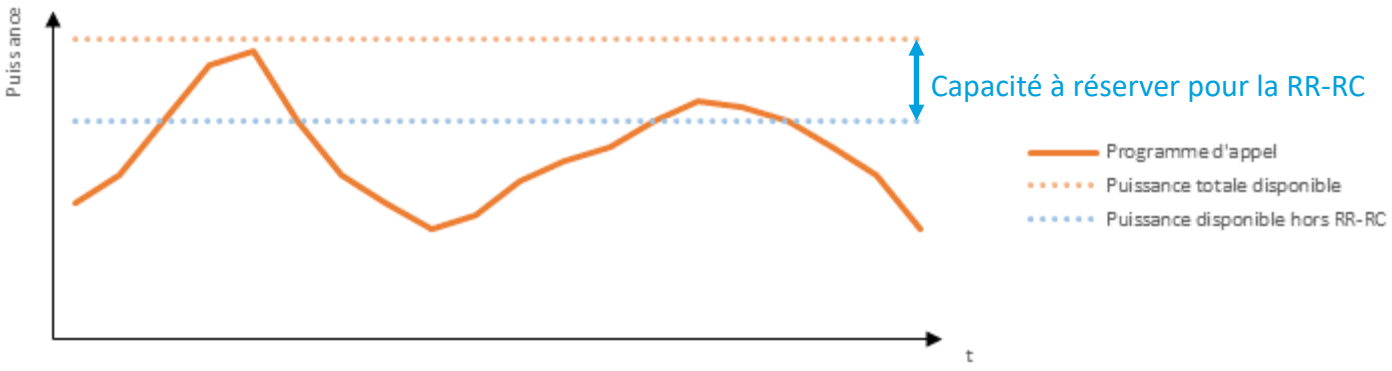
Dans un premier temps, une approche est proposée pour modéliser l'impact sur les émissions de CO_2 d'une augmentation des capacités de RR-RC programmées sur les groupes hydrauliques. Puis, deux variantes sont réalisées pour tester la sensibilité des résultats aux hypothèses prises sur les coûts variables des différentes technologies de groupes de production. Enfin, un encadrement des résultats est établi en choisissant « à la main » certaines des hypothèses utilisées dans le calcul des émissions de CO_2.

4.2 Estimation de l'impact d'une plus grande réservation de moyens hydrauliques pour la RR-RC sur les émissions de CO_2 par la modélisation d'une modification des programmes d'appel

L'approche proposée s'appuie sur des chroniques de l'année 2018 pour estimer comment les programmes d'appel auraient été affectés par une augmentation de la capacité de RR-RC réservée sur des groupes hydrauliques.

4.2.1 Détermination de la capacité hydraulique disponible pour de la RR-RC

Parmi les groupes hydrauliques, seuls les ouvrages de tête de vallée sont supposés susceptibles de fournir des capacités de RR-RC, ce qui correspond à la pratique actuelle. Pour chaque pas demi-horaire, sur tous ces groupes, les puissances disponibles ont été sommées d'une part (en ligne orange pointillée ci-dessous) et les programmes d'appel d'autre part (en ligne orange continue).



Par hypothèse, réserver une capacité pour la RR-RC revient à ne pas dépasser un certain programme d'appel sur l'ensemble de ces groupes. Ce maximum est représenté en pointillés bleus dans la figure.

4.2.2 Modification des programmes d'appel des groupes hydrauliques

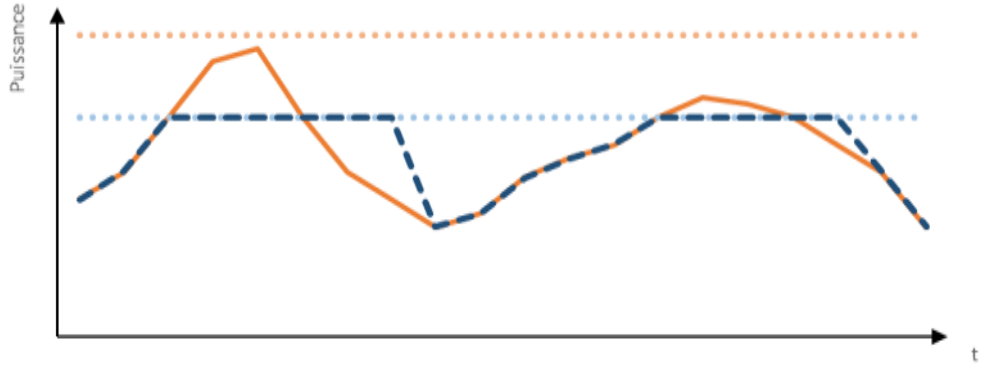
Lorsque le programme d'appel dépasse le maximum (Pmax – puissance réservée pour la RRRC), on suppose que la production hydraulique ne pourra pas être fournie au-delà de ce niveau, elle reste donc stockée et sera entièrement reportée et turbinée ultérieurement. Pour simuler cela de manière fine, un modèle détaillé d'optimisation du parc hydraulique serait nécessaire. Deux approches simplifiées

ont été appliquées dans le cadre de cette étude. L'ensemble des groupes hydrauliques de tête de vallée est considéré de manière agrégée et le programme d'appel est modifié sans passer par un raisonnement sur les coûts d'opportunité et sans tenir compte de l'impact sur les groupes hydrauliques situés en aval.

Deux hypothèses ont été considérées pour le report de production hydraulique, un report de production immédiat après la contrainte de gestion imposée par la réservation de puissance pour les RR-RC ou un report de production étalé.

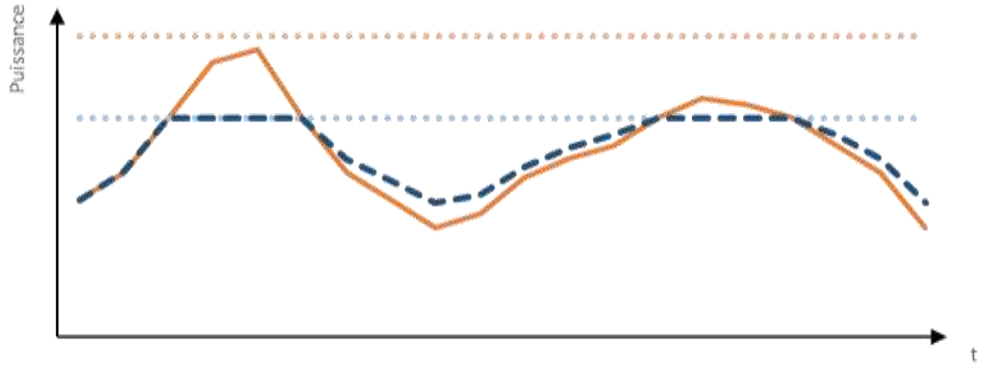
4.2.2.1 Ecrêtement avec report immédiat

Dans cette méthode, il est supposé que la production hydraulique qui ne peut être fournie pour respecter les engagements de RRRC est turbinée dès que possible après la contrainte de gestion imposée par la réservation de puissance pour les RRRC sans dépasser le maximum Pmax – puissance réservée à la RRRC. Cette méthode revient à considérer que les groupes hydrauliques reportent leur production au plus près des moments de tension du système. Le programme d'appel qui en résulte est illustré ci-dessous en pointillés bleu foncé :



4.2.2.2 Ecrêtement avec report étalé

Dans cette méthode, il est supposé que la production hydraulique qui ne peut être fournie pour respecter les engagements de RRRC est turbinée tout au long de la période qui suit, jusqu'à la prochaine réduction du programme de marche. Le report se fait au prorata de la marge disponible. Cette méthode permet de rester au plus proche des chroniques de programme d'appel qui sont le résultat d'une optimisation tenant compte de toutes les contraintes d'exploitation.



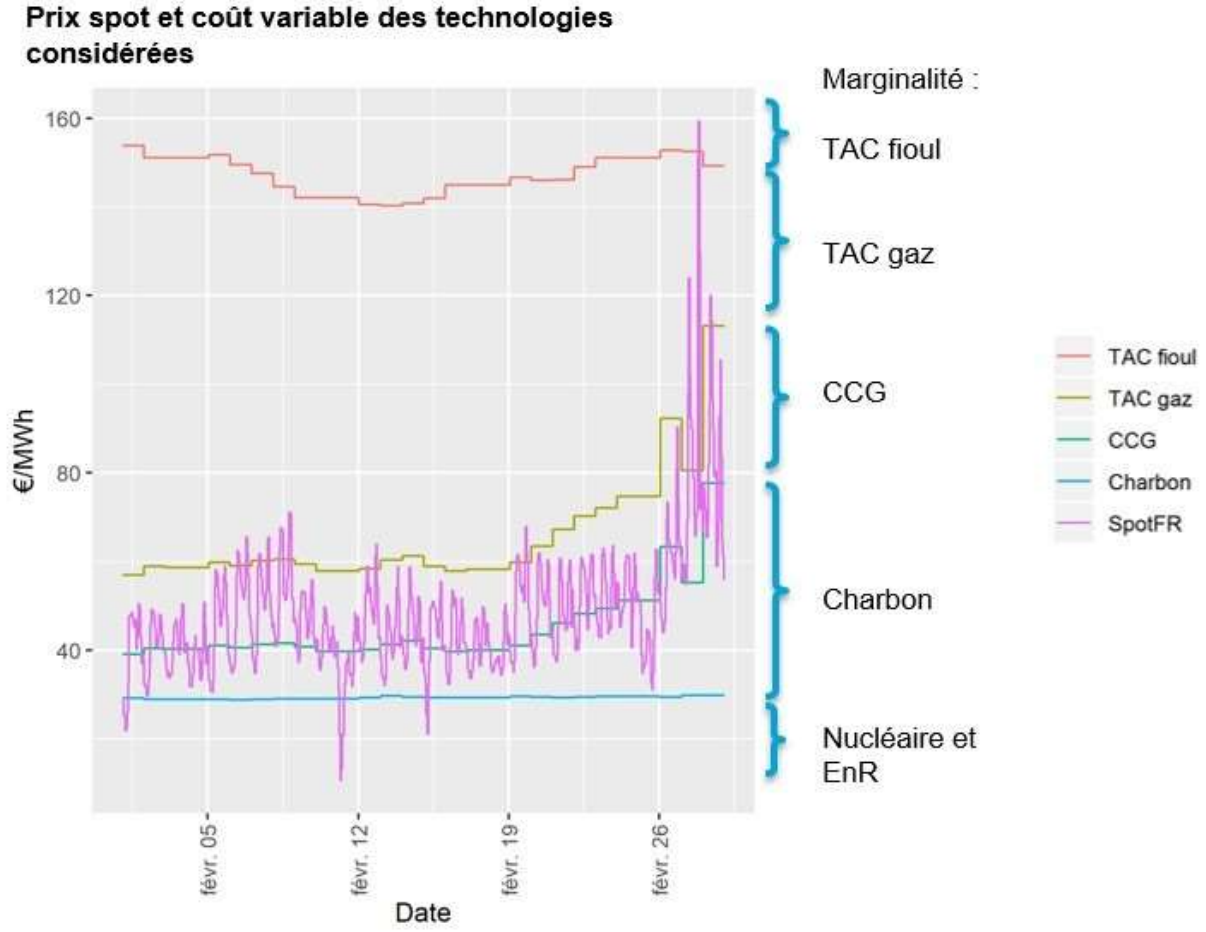
A partir des deux méthodes de report supposées, RTE a cherché à simuler l'effet du nouveau programme d'appel hydraulique sur le reste du parc de production :

- Lorsque la production hydraulique est écrêtée, on considère que la production hydraulique non fournie est compensée par la technologie marginale à ce moment-là.
- A contrario, lorsque de la production hydraulique est replacée plus tard, le surplus entraîne une diminution de la production de la technologie marginale au moment du report.

Cela nécessite donc de connaître à chaque instant la technologie marginale.

4.2.3 Détermination des moyens de production marginaux à chaque instant

Dans cette étude, la détermination des moyens de production marginaux repose sur une comparaison des coûts variables de différentes technologies avec le prix spot. Les coûts variables sont calculés à partir de chroniques des prix de combustible et de prix du CO_2. Comme illustré dans la figure ci-dessous, les catégories que cette approche permet de dégager sont : TAC fioul, TAC gaz, CCG, charbon et nucléaire/EnR.



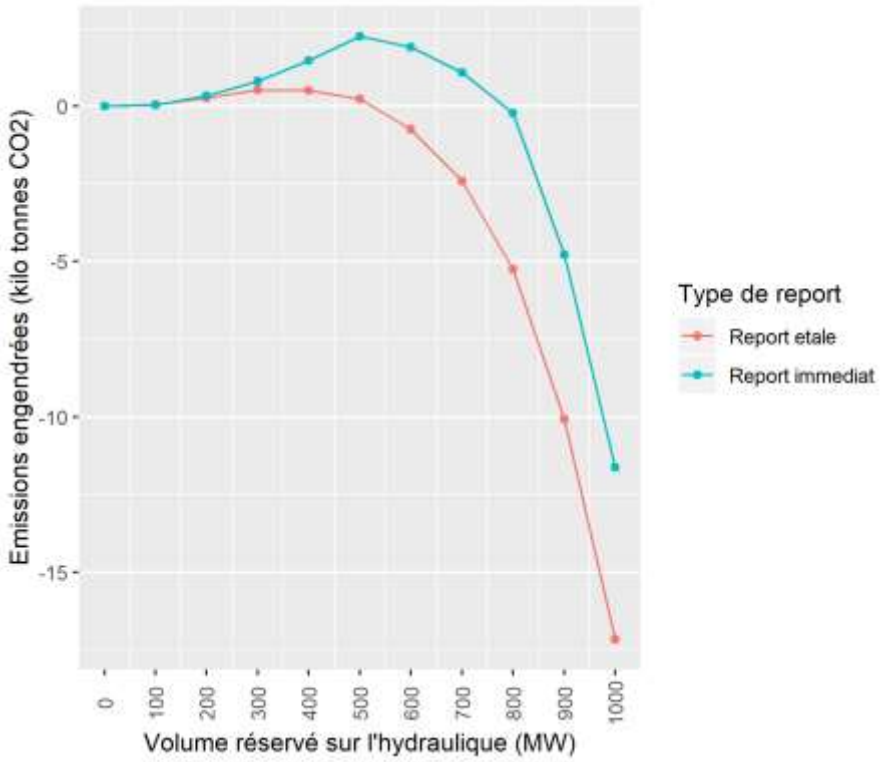
L'hydraulique et les échanges aux frontières ne sont donc pas pris en compte dans cette approche simplifiée de la marginalité.

Une détermination plus élaborée de la marginalité nécessiterait de complexifier considérablement la démarche et d'exploiter des données plus étendues (notamment les données d'échanges aux frontières ainsi que les coûts variables et les programmes de marche dans les pays voisins).

4.2.4 Résultats obtenus

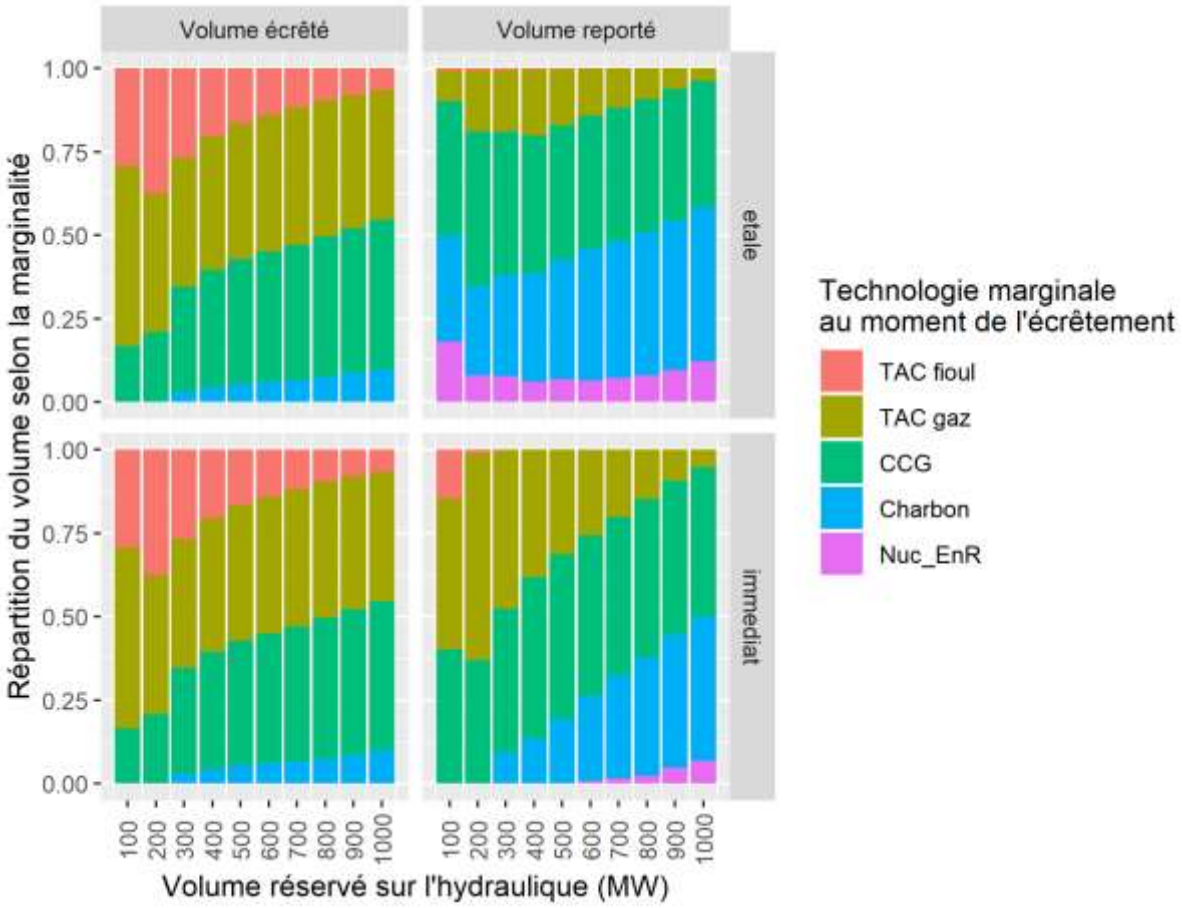
Après avoir déterminé la marginalité et les nouveaux programmes d'appel sur l'ensemble des chroniques, l'impact des modifications envisagées sur les émissions du système électrique peut être calculé.

La figure ci-dessous représente les émissions engendrées par la réservation de groupes hydrauliques en fonction de la capacité réservée. Une valeur positive correspond à des émissions additionnelles de CO_2.



Il peut être constaté que les deux méthodes de report font dégager une même tendance. Il convient de noter qu'au vu de la modélisation très simplifiée du comportement des groupes hydrauliques, l'approche adoptée est sans doute plus valable pour des faibles modifications du programme d'appel que pour des modifications plus conséquentes. Les résultats présentés sont donc à prendre avec d'autant plus de précaution que l'on se déplace vers la droite sur les courbes représentées ci-dessus.

Afin de comprendre les résultats obtenus, il convient d'analyser quelles sont les technologies marginales aux moments où l'on réduit les programmes de marches des groupes hydrauliques pour réserver des capacités de RRRC et aux moments de report de la production hydraulique. Le graphique ci-dessous représente, pour les deux méthodes de report et pour des volumes de réserve jusqu'à 1000 MW, dans quelles proportions les réductions de programmes de marche et le report sont compensés par les différents moyens marginaux.



Il est constaté que pour un volume de réserve faible, les périodes d'écrêtement correspondent majoritairement à des moments de tension où des moyens de pointe sont allumés. Plus un volume important sur l'hydraulique est réservé, plus les périodes d'écrêtement sont longues et fréquentes et incluent par conséquent davantage de moments de marginalité semi-base (CCG et charbon). Une lecture analogue peut être faite pour les volumes reportés dans la méthode du report immédiat, qui suit immédiatement la période d'écrêtement. En revanche, le report étalé se fait sur la totalité de l'année (hors périodes d'écrêtement) : la répartition de la marginalité dépend donc moins fortement du volume réservé.

Pour les deux méthodes de report, on constate que :

- Pour des volumes réservés faibles, le mix des moyens marginaux est plus carboné lors des périodes d'écrêtement que lors des périodes de report, ce qui se traduit par une augmentation des émissions de CO_2.
- Pour des volumes réservés plus élevés, les CCG sont davantage représentés dans les périodes d'écrêtement et les groupes charbon sont davantage représentés dans les périodes de report. La production additionnelle requise lors des périodes d'écrêtement hydraulique est par conséquent moins émettrice que la production évitée lors des périodes de report hydraulique, ce qui explique une réduction des émissions de CO_2 constatée à partir d'un certain seuil de volume réservé sur l'hydraulique.

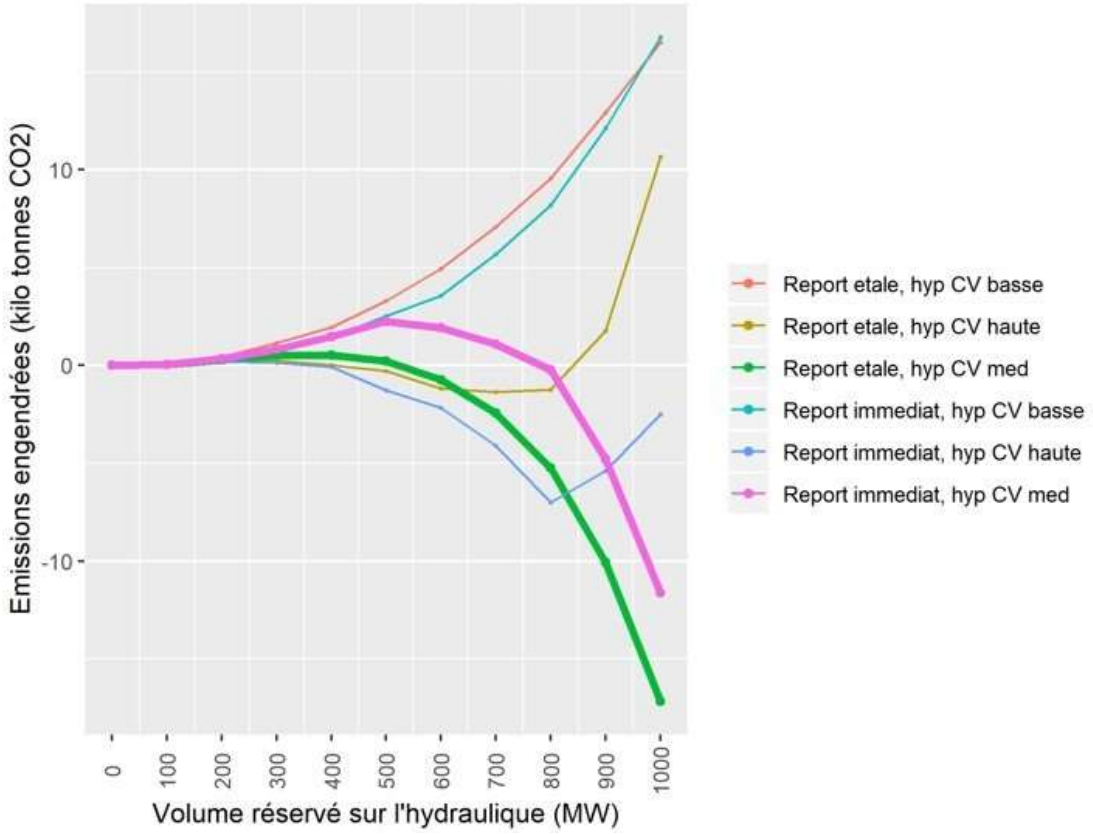
4.3 Test de robustesse sur la détermination de la marginalité

On comprend que les résultats présentés plus haut dépendent fortement de la détermination de la technologie marginale. Afin de tester cette hypothèse, deux variantes ont été réalisées afin de mesurer

l'impact que peut avoir un changement de la marginalité sur les résultats. Les deux variantes utilisent la méthode présentée plus haut fondée sur la comparaison entre les coûts variables et le prix spot, à la différence que :

- Dans l'une, il est retiré 10 €/MWh aux coûts variables calculés (hypothèse basse) ;
- Dans l'autre, il est ajouté 10 €/MWh aux coûts variables calculés (hypothèse haute).

Les résultats obtenus sont présentés dans la figure ci-dessous pour les deux méthodes de report. Les quatre courbes correspondant aux variantes sont représentées en trait fin, les deux courbes issues des hypothèses de base sont représentées en trait épais.



Ces résultats permettent de confirmer que la détermination de la technologie marginale est d'une importance primordiale pour étudier la question abordée dans cette étude. Ils poussent à interpréter avec précaution les résultats obtenus dans le cas de base, et à en tirer un ordre de grandeur en valeur absolue plutôt qu'un sens de variation à la hausse ou à la baisse.

4.4 Encadrement

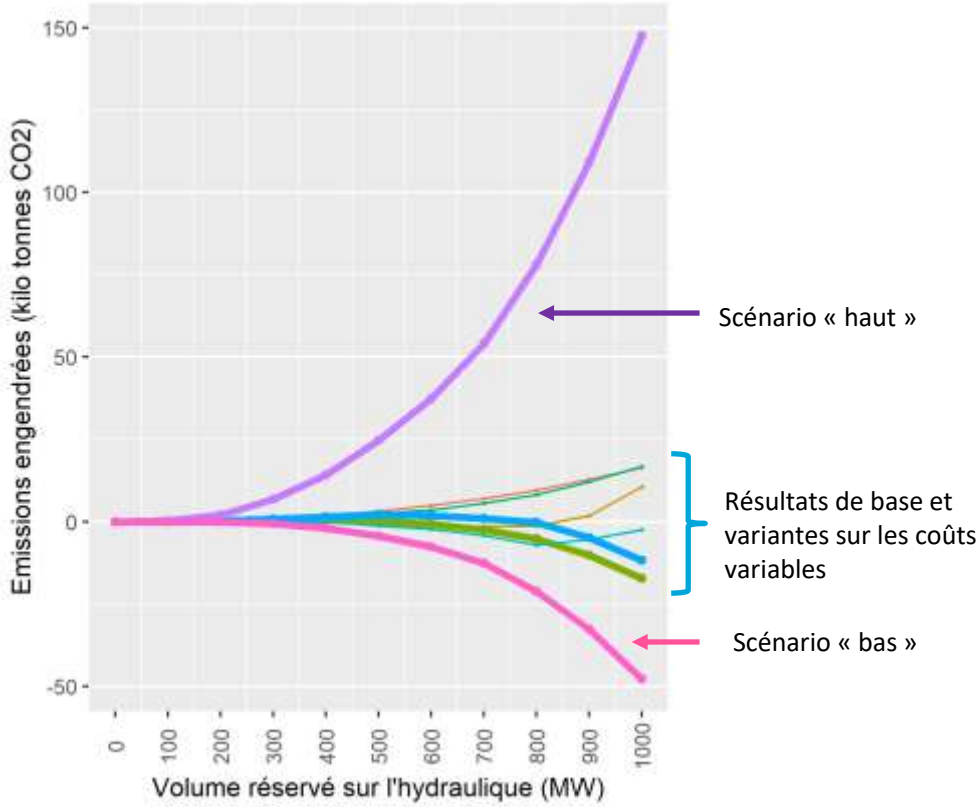
La détermination de la marginalité constituait une source majeure d'incertitude dans cette étude. Au même titre, la modélisation des programmes d'appel des groupes hydrauliques, qui a été traitée de manière simplifiée, est déterminante dans le calcul de l'impact carbone du verdissement de l'appel d'offres RR-RC. Si les hypothèses prises sur les réductions des programmes de marche des groupes hydrauliques paraissent relativement fiables, celles concernant le report le sont moins. Or c'est la répartition de ce report entre deux périodes de réduction des programmes de marche des groupes hydrauliques qui détermine sur quelles technologies les productions (et donc les émissions) seront réduites.

Cela appelle donc à un choix « à la main » d'hypothèses concernant la manière dont le report hydraulique se répartit et les technologies marginales lors de ce report. Deux scénarios encadrants ont été construits dans lesquels les émissions supplémentaires lors des périodes d'écrêtement hydraulique

sont calculées de la même manière que dans le cas de base (présenté en 2.d.), mais dans lesquels les émissions évitées lors des périodes de report hydraulique sont construites comme suit :

- Dans le scénario « haut », le report se fait sur des périodes correspondant à un mix peu émetteur : 70% de marginalité nucléaire/EnR et 30% de marginalité CCG.
- Dans le scénario « bas », le report se fait sur des périodes correspondant à un mix fortement émetteur : 70% de marginalité charbon et 30% de marginalité CCG.

Les résultats obtenus sont représentés dans la figure ci-dessous.



Du fait des hypothèses fortes qui ont été prises, les résultats des deux scénarios encadrants sont assez éloignés des résultats obtenus précédemment. L'encadrement qu'ils donnent de l'effet du verdissement de l'appel d'offres RR-RC est plus large et rend compte de la marge d'erreur issue des simplifications faites dans la détermination de la marginalité et dans la modélisation de l'hydraulique.

4.5 Conclusions

L'étude réalisée donne un encadrement de l'impact carbone d'un verdissement de l'appel d'offres RR-RC par des capacités hydrauliques jusqu'à hauteur de 1000 MW : cet impact est estimé entre -50 kilotonnes de CO_2 (soit une diminution de 0,3% des émissions de la production d'électricité en France) et +150 kilotonnes de CO_2 (soit une augmentation de 0,8%).

Au regard de cette incertitude et du faible impact potentiel en termes de réduction des émissions de la production électrique française, RTE préconise de ne pas modifier les conditions de l'appel d'offre RR-RC.

Pour réaliser une étude plus approfondie et donner un encadrement plus fin, il serait nécessaire de développer un modèle incluant deux niveaux de complexité supplémentaire : l'une sur la détermination de la marginalité, l'autre sur la modélisation des programmes des groupes hydrauliques. Enfin, des moyens décarbonés autres que les groupes hydrauliques pourraient être considérés.

Lors de la consultation, Energy Pool et Alpiq ont demandé à ce que des compléments soient apportés à l’étude réalisée. Comme explicité ci-dessus, ces analyses complémentaires nécessiteraient de développer une modélisation beaucoup plus poussée et complexe. Au regard de l’encadrement que la première modélisation a permis de déterminer, RTE considère que réaliser une telle étude aurait une valeur ajoutée limitée.

5. MODALITES DE CONTRACTUALISATION

Dans sa proposition, RTE prévoit les types de contractualisation suivants :

- La contractualisation par un appel d'offres annuel ;
- La contractualisation par un appel d'offres journalier, applicable à partir d'une Date J ;
- La contractualisation par un appel d'offres complémentaire, applicable le cas échéant pour des engagements compris entre 1er janvier 2021 et la Date J.

5.1 Date J

Dans la mesure où, à la date à laquelle la consultation est lancée, RTE manque de visibilité sur sa capacité à tenir les échéances annoncées[2] pour la mise en œuvre de la contractualisation par un appel d'offres journalier (au plus tôt au T4 2020 et au plus tard le 1er janvier 2020), **RTE a proposé d'introduire la possibilité de lancer un appel d'offres complémentaire pour couvrir le besoin restant, si jamais la mise en œuvre de l'appel d'offres journalier n'est pas possible à compter du 1er janvier 2021**.

Cet appel d'offres couvrirait donc la période comprise entre le 1er janvier 2021 et une date J, qui serait notifiée au moins 3 mois à l'avance aux acteurs, de façon à leur laisser le temps de se préparer à la mise en œuvre effective de l'appel d'offres journalier.

Les modalités de cet appel d'offres complémentaire sont détaillées dans le partie 5.4 et font l'objet d'un règlement de consultation à part dans le cadre de la présente consultation. En effet, il a été fait le choix de ne pas intégrer ce règlement de consultation directement dans les règles RR-RC au regard de son caractère transitoire.

De plus, dans le cas où des modifications d'engagements interviendraient avant la date J, RTE doit également pouvoir être en mesure de contractualiser les Engagements résiliés et devra lancer si besoin d'autres appels d'offres complémentaires.

Suite au retour de certains acteurs (Energy Pool et EDF) sur ces appels d'offres complémentaires, RTE souhaite apporter les clarifications suivantes dans le cas où la mise en œuvre de l'AO journalier est postérieure au 1er janvier 2021 :

- un premier AO complémentaire sera organisé en fin d'année 2020, de façon à contractualiser les volumes manquants pour couvrir l'intégralité du besoin de RR et de RC (les volumes qui auraient dû être couverts par l'appel d'offres journalier), ainsi que les éventuelles défaillances connues, à la date d'organisation de ce premier AO, comprises entre le 1er janvier 2021 et la date J ;
- le cas échéant, d'autres AO complémentaires pourraient effectivement avoir lieu dans le cas où des défaillances d'acteurs nécessitant une re-contractualisation interviendraient postérieurement à l'organisation du premier appel d'offres complémentaire et couvriraient une ou plusieurs périodes antérieures à la date J.

[2] En effet, les mesures mises en œuvre par l'Etat pour limiter la propagation du virus Covid-19 impactent significativement l'avancée des développements liés à la mise en œuvre opérationnelle de l'appel d'offres journalier.

Engie regrette le possible décalage de la mise en œuvre de l'appel d'offres journalier. RTE confirme qu'il ne sera pas en mesure de démarrer la contractualisation journalière au T4 2020 et précise qu'à date, l'objectif reste bien une mise en œuvre au 1er janvier 2021. Il est cependant préférable d'anticiper dans les règles un éventuel décalage pour éviter une consultation ultérieure si jamais il s'avérait impossible de tenir cette échéance. RTE maintient donc sa proposition sur ce point.

5.2 Contractualisation par appel d'offres annuel

Les modalités de l'appel d'offres annuel sont reprises dans les règles RR RC à l'article 3.4. Le règlement de consultation de l'appel d'offres annuel ne comporterait plus que des dispositions du même niveau que des règles SI (modalités de dépôt des offres et format des offres, modalités de communication entre RTE et un acteur) et des caractéristiques propres à l'appel d'offres de l'année considérée telles que la date limite de remise des offres et les volumes de RR et de RC recherchés.

5.2.1 Durée de la période ouverte à la contractualisation et volume de l'appel d'offres

RTE propose de conserver le principe selon lequel un appel d'offres porte sur une année civile complète, soit du 1er janvier au 31 décembre 2021 pour l'appel d'offres qui couvrira l'année 2021.

Le volume de l'appel d'offres annuel résulte des principes exposés dans la partie 3.1. Le volume précis recherché pour la RR et la RC sera indiqué dans le règlement de consultation de l'appel d'offres annuel que RTE considère comme étant en dehors du champ de jeu de règles dans la mesure où il ne reste dans ce règlement de consultation que des modalités opérationnelles de type Règles SI.

5.2.2 Participation à l'appel d'offres annuel et simplification du dossier de candidature

5.2.2.1 Participation à l'appel d'offres annuel

Aujourd'hui, le règlement de consultation prévoit qu'un acteur souhaitant participer à l'appel d'offres remplisse une déclaration d'intérêt. Cette déclaration d'intérêt permet à un acteur d'avoir accès à la plateforme Bravosolutions, par le bais de laquelle ils ont accès au dossier de consultation et déposent leurs offres.

RTE considère que l'envoi de cette déclaration présente peu d'intérêt dans la mesure où le dossier de consultation est déjà accessible dans son intégralité sur le site internet de RTE.

Il est donc proposé de supprimer cette déclaration d'intérêt.

Concrètement, cela signifie que l'appel d'offres est ouvert et que n'importe quel acteur disposant d'un accès à Bravosolutions peut accéder au dossier de consultation. Si un acteur ne dispose pas déjà d'un compte, il peut s'inscrire directement sans intermédiation par RTE.

5.2.2.2 Dossier administratif

Le dossier administratif (hors offres techniques et commerciales) prévu pour la soumission des offres à l'AO annuel aujourd'hui composé de :

- une lettre de réponse dans laquelle le candidat s'engage à respecter les dispositions du code du travail, du règlement de consultation et de certaines dispositions du code des marchés publics ;
- la première page de l'accord de participation au mécanisme d'ajustement du candidat ;

- pour les candidats qui ne disposent pas, à la date de remise de l'offre, d'un lien technique pour la remontée des données d'observabilité, les informations relatives au « centre de conduite »[3] du candidat ;
- la page de garde signée des différents documents contractuel : cahier des charges, projet de contrat, modalités relatives à l'agrément technique ;
- en cas de redressement judiciaire, une copie du ou des jugement(s) prononcé(s) ;
- un Kbis ou son équivalent pour les candidats établis hors de France.

Le passage en jeu de règles permet de simplifier ce dossier administratif :

- à la place des pages de garde signées des différents documents contractuels, **seule la première page de l'accord de participation aux réserves rapide et complémentaire sera demandée.** La première page de l'accord de participation au mécanisme d'ajustement n'est plus nécessaire car l'accord de participation au MA est un prérequis pour pouvoir signer un accord de participation RRRC ;
- **le Kbis ne sera plus demandé** : il sera demandé une fois au moment de la signature de l'accord de participation et les règles prévoient la possibilité pour RTE de demander une mise à jour du Kbis *a minima* une fois par an.

5.2.2.3 Offre technique

L'offre technique se compose actuellement :

- d'une liste de sites (d'injection et/ou de soutirage) proposée par le candidat qui détaille les sites que l'acteur compte engager pour répondre à ses engagements et les capacités d'ajustement de chaque site. Elle permet de s'assurer que l'acteur qui dépose des offres dispose de suffisamment de capacités physiques pour assurer ses engagements dans l'hypothèse où l'ensemble du volume qu'il propose serait retenu ;
- D'une attestation de l'accord de chaque site à être rattaché au périmètre d'ajustement du candidat, qui permet notamment de s'assurer de l'existence des sites dans le périmètre du candidat ;
- L'engagement du candidat à disposer de capacités agréées ;
- Le cas échéant, d'un dossier technique pour la mise en œuvre de l'observabilité statistique.

RTE considère que plusieurs dispositions relatives à cette offre technique pourraient être simplifiées :

5.2.3 Liste des sites proposée par le candidat,

Le règlement de consultation prévoit actuellement que si l'un des sites proposés par l'acteur appartient déjà à une EDA agréée par ce même acteur, la capacité d'ajustement proposée dans la liste ne peut pas excéder la capacité déjà agréée de l'EDA. Lorsque l'EDA agréée contient plusieurs sites, cette condition se vérifie en sommant les capacités d'ajustement proposées dans la liste pour chacun des sites appartenant à cette EDA.

RTE propose de supprimer cette condition car elle introduit une contrainte ayant peu d'intérêt. En effet, rien n'empêche l'acteur de demander par la suite une amélioration de son agrément.

5.2.4 Accord de rattachement du site au périmètre d'ajustement du candidat

La vérification qu'il existe bien un accord pour chaque site indiqué dans la liste par le candidat constitue

[3] Il s'agit du site où se trouve l'application (SCADA…) ou le RTU (ETL) en charge de la remontée des télémesures vers RTE. Il peut donc s'agir du site d'un hébergeur externe et non du site du candidat.

la partie la plus chronophage dans l'instruction de l'offre technique par RTE, notamment au regard du nombre important de sites proposés par certains acteurs.

RTE propose de rendre ces attestations facultatives. En rendant la remise de cette attestation facultative, la vérification que l'accord est bien présent pour chaque site disparaît donc. Ainsi, RTE propose à la place d'inscrire dans les règles l'obligation pour un candidat de disposer au moment du dépôt de son offre de l'attestation de l'accord de chaque site et il sera bien contrôlé qu'un même site n'est pas proposé par plusieurs candidats.

Dans le cas où plusieurs candidats proposeraient le même site, chaque candidat disposera d'un délai de 24h pour faire parvenir les attestations concernées à RTE.

Le règlement de consultation prévoit d'ailleurs que dans le cas où un même site est proposé par plusieurs candidats, les offres des candidats sont réputées irrecevable sur les périodes pendant lesquelles le site est doublement proposé. RTE propose d'assouplir cette clause.

Dès lors, dans le cas où un même site serait proposé par 2 acteurs, la puissance d'ajustement proposée sera considérée comme nulle pour les 2 acteurs si aucune attestation n'a été fournie. Réciproquement, si les 2 acteurs ont fourni une attestation alors de la même façon, la puissance d'ajustement du site sera considérée comme nulle dans les 2 listes.

Enfin, suite à une remarque d'Engie concernant les conséquences d'une puissance d'ajustement considérée nulle dans la liste fournie par les candidats, RTE a ajouté la précision suivante dans les règles : la somme des capacités d'ajustement de l'ensemble des sites indiqués dans la liste prévue dans l'offre technique du candidat doit être supérieure ou égale à la puissance maximale proposée dans les offres commerciales du candidat. Si cette condition n'est pas remplie, RTE demandera au candidat de corriger ses offres commerciales sous vingt-quatre (24) heures. A défaut de correction dans le délai imparti, les offres commerciales du candidat ne seront pas prises en compte.

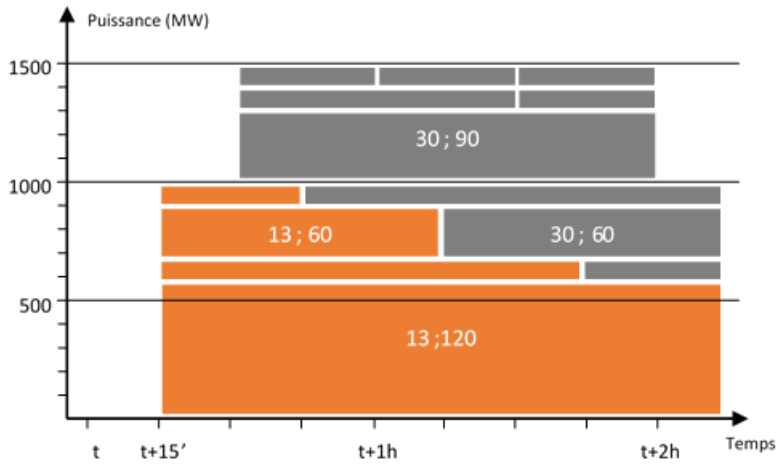
5.2.5 Lotissement de la contractualisation

5.2.5.1 Lotissement technique

Lors du précédent appel d'offres, 7 produits étaient ouverts à la contractualisation :

1. DMO = 13 minutes, 30 minutes d'énergie 2 fois par jour (offre {13 ; 30}) ;
2. DMO = 13 minutes, 2h d'énergie 2 fois par jour (offre {13 ; 120}) ;
3. DMO = 13 minutes, 1h30 d'énergie 2 fois par jour (offre {13 ; 90}) ;
4. DMO = 13 minutes, 1h00 d'énergie 2 fois par jour (offre {13 ; 60}) ;
5. DMO = 30 minutes, 30 minutes d'énergie 2 fois par jour (offre {30 ; 30}) ;
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}).

Les produits {30 ; 90} et {13 ; 120} sont ceux qui permettent de répondre directement au besoin de RTE. Les autres produits doivent en théorie être combinés entre eux pour permettre de couvrir le besoin de RTE :



Une offre d'un acteur doit porter sur l'un de ces 7 produits. Il est possible de déposer plusieurs offres pour un même produit et il est considéré que chaque offre déposée est réalisable chacune indépendamment d'une autre (autrement dit, il n'y a pas d'offres liées ou exclusives).

En revanche, au sein d'une offre d'un produit de RR (DMO = 13 minutes), l'acteur a la possibilité d'indiquer 2 prix pour une même période. Dans ce cas, le second prix indiqué correspond au prix du produit RC associé. Par exemple, si un acteur dépose une offre pour un produit de RR {13 ; 90} en indiquant 2 prix pour une période donnée, on considère que le deuxième prix correspond à une offre RC {30 ; 90}. S'il s'agit d'un produit {13 ; 120}, comme il n'existe pas de produit {30 ; 120}, le produit de RC associé sera un produit {30 ; 90}. Dans ce cas, les 2 produits sont exclusifs au sein de la même offre : pour une période donnée, il ne peut pas être retenu à la fois le produit RR et le produit RC.

Aujourd'hui, les quelques acteurs qui formulent un 2e prix dans leurs offres n'utilisent pas réellement cette possibilité dans la mesure où il est constaté que les prix proposés sont identiques et que le produit RC n'est ainsi jamais retenu, ce qui interroge sur la pertinence de conserver cette disposition.

Le fait d'avoir ces 7 produits complexifie considérablement l'interclassement de l'appel d'offres et conduit à rendre moins lisibles les données publiées par RTE dans le cadre de l'appel d'offres[4]. Or, les offres déposées par les acteurs concernent majoritairement 2 produits : les produits {13 ; 120} et {30 ; 90}.

Cela conduit de plus à des sous-optimalités dans l'allocation des capacités dans la mesure où la combinaison des différents produits proposés par les acteurs est rendue d'autant plus difficile que les produits proposés par les acteurs ne sont pas complémentaires les uns des autres. Par ailleurs, pour trouver une solution à l'interclassement et permettre la comparaison entre eux des 7 produits, le règlement de consultation et l'algorithme supposent des relations de coûts entre les différents produits[5]. Or, en pratique les acteurs ne prennent pas réellement en compte ces relations entre les produits dans leurs prix d'offres. Ceci conduit à une sous-optimalité de l'interclassement.

Enfin, le besoin de formuler des offres sur des produits autres que les produits RR ou RC au moment de répondre à l'appel d'offres paraît d'autant plus limité, que par la suite, les acteurs ne sont pas obligés d'engager une unique EDA pour couvrir la DOmax de leur engagement. Par exemple, un acteur peut ainsi proposer, pour répondre à un engagement {13 ; 120}, d'engager 2 EDA dont la DOmax serait inférieure à 60 min. Il faut juste que la somme des DOmax des 2 EDA permette d'atteindre 120 min. Les acteurs peuvent donc eux-mêmes réaliser ce tétrissage, via leurs EDA, de capacités à DOmax différente.

Pour l'appel d'offres journalier, il a ainsi d'ores et déjà été proposé de limiter le nombre de produits

[4] Sur la plateforme Transparency, seuls les prix des produits {30 ;90} et {13 ;120} sont publiés
[5] Par exemple : prix d'un produit {RR ; 120} = prix du produit {RR ; 30} + 3 x prix du produit {RC ; 30}

aux seuls produits {13 ; 120} et {30 ; 90}, ce que certains acteurs ont salué.

RTE a donc proposé de simplifier le nombre de produits proposés en le limitant aux 2 produits qui permettent de couvrir directement le besoin de RTE, à savoir les produits {13 ; 120} et {30 ; 90}, à l'instar de ce qui a été proposé pour l'appel d'offres journalier. Cela permettrait de simplifier et d'optimiser l'algorithme d'interclassement RR RC.

Un acteur (Flexcity) s'est prononcé contre cette simplification à deux produits, en particulier contre la suppression du produit {13 ; 60}, notamment car ceux-ci seraient aptes à la participation de capacités pouvant délivrer des DOmin courts.

RTE rappelle que le **gisement actuel de ce type de produit est d'environ 30 MW (dont au maximum 18 MW retenus en 2020)**, et que les prévisions de gisements futurs, en particulier pour l'année 2021, ne prévoient pas une augmentation de ce gisement. Cette tendance est en particulier vérifiée pour les **produits à DOmin courts de type batterie, qui favoriseront leur flexibilité sur des constantes de temps les plus courtes possibles** (principalement en DOmax 15'). RTE considère ainsi que les actifs de type batterie auront plutôt intérêt à participer à l'appel d'offres dédié aux produits courts plutôt qu'aux appels d'offres RR-RC et qu'il est donc dans leur intérêt que RTE puisse lancer au plus vite cet appel d'offres.

RTE rappelle également qu'aujourd'hui, en **raison de l'absence de soumission significative de produits à DO max inférieure ou égale à 60 minutes**, **l'allocation des capacités n'est pas optimale** car cela conduit à contractualiser des volumes à DOmax strictement inférieur au besoin de RR (120 minutes) ou de RC (90 minutes) qui ne peuvent pas être combinés avec d'autres produits pour cause de défaut d'offres.

De plus, **la conservation d'un nombre de produit supérieur aux deux produits proposés par RTE engendrerait des complexités dans les développements de la plateforme d'optimisation nécessaire pour l'appel d'offres journalier**, mettant en risque les échéances déjà critiques pour sa mise en œuvre. RTE estime que les changements à apporter engendreraient un **décalage de la date de mise en œuvre de l'appel d'offres journalier au-delà de mi-2021**. Un tel décalage se répercuterait nécessairement sur les autres appels d'offres envisagés par RTE, notamment celui dédié aux produits à DOmin courts.

En considération du paragraphe précédent, RTE souligne donc que **ce type de produit**, notamment au vu de son impact pour la mise en œuvre de l'appel d'offres journalier, **ne serait conservé que pour quelques mois au maximum si l'on considère leur conservation uniquement dans l'attente de l'appel d'offres dédié aux produits à DOmin courts** (ou produits fréquence).

Enfin, et comme détaillé dans le rapport d'accompagnement à la consultation, **RTE considère que ces capacités ne sont pas exclues de l'appel d'offres** dans la mesure où un acteur pourra toujours les offrir dans sa liste d'engagement en les combinant à d'autres EDA ayant également une DOmax inférieur au égal à 60 minutes (afin d'arriver à une DOmax de 120 minutes).

Au vu des éléments détaillés ci-dessus, RTE propose de maintenir sa proposition de simplification des types de produits.

Par ailleurs, RTE a également proposé de supprimer la possibilité, au sein d'une une offre RR, de déposer 2 prix (un pour un produit RR et l'autre pour le produit associé de RC). Cette proposition n'ayant pas fait l'objet de retours de la part des acteurs, RTE conserve sa proposition.

Concernant le seuil de participation à l'appel d'offres, **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). Une évolution est toutefois proposée pour l'appel d'offres journalier (cf. §5.3.6)

5.2.5.2 Lotissement temporel

RTE propose de reconduire les modalités de lotissement temporel appliquées en 2020 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.

A titre d'illustration, le mois de janvier 2021 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
2021	1	1	WE + Jours fériés	Vendredi 1er janvier au dimanche 3 janvier 2021
2021	1	2	Jours ouvrés	Du lundi 4 janvier au vendredi 8 janvier 2021
2021	1	2	WE + Jours fériés	Samedi 9 janvier et dimanche 10 janvier 2021
2021	1	3	Jours ouvrés	Du lundi 11 janvier au vendredi 15 janvier 2021
2021	1	3	WE + Jours fériés	Samedi 16 janvier et dimanche 17 janvier 2021
2021	1	4	Jours ouvrés	Du lundi 18 janvier au vendredi 22 janvier 2021
2021	1	4	WE + Jours fériés	Samedi 23 janvier et dimanche 24 janvier 2021
2021	1	5	Jours ouvrés	Du lundi 25 janvier au vendredi 29 janvier 2021
2021	1	5	WE + Jours fériés	Samedi 30 janvier et dimanche 31 janvier 2021

5.2.5.3 Offres groupées

5.2.5.3.1 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.

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.

5.2.5.4 EDF a proposé de supprimer l'obligation de soumettre des offres simples sur toutes les sous-périodes des offres-blocs mensuelles ou annuelles. RTE entend la demande exprimée par EDF mais dans sa forme actuelle, l'algorithme de RTE ne peut pas fonctionner si des offres n'ont pas été soumises dans les périodes sous-jacentes d'une offre bloc, qu'elle soit annuelle ou mensuelle. Cette demande nécessite une refonte de l'algorithme de l'appel d'offres annuel qui ne pourra être étudiée à compter de 2022. ***RTE souhaite donc maintenir sa proposition pour le moment et étudiera cette demande lors de la remise à plat de l'algorithme annuel, prévue à l'horizon 2022.*** *Formulation des prix*

RTE propose de reconduire les modalités de formulation des prix appliquées pour l'appel d'offres 2020, 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 de l'appel d'offres 2017, le nombre de prix soumis par les candidats pour chaque période n'était pas limité. Cette situation pouvait générer un problème d'allocation de complexité élevée. Pour l'appel d'offres 2018, afin de garantir sa capacité à délivrer les résultats dans un délai restreint, RTE a introduit une limitation 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.

Le retour d'expérience sur les deux appels d'offres précédents a montré que les candidats ont pu formuler des offres précises tout en respectant les contraintes formulées dans le règlement de consultation.

RTE propose de maintenir un nombre maximal de prix soumis par un candidat.

En complément, **RTE propose de conserver la précision des prix d'offre au centime d'euro par MW**.

5.2.5.5 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 §6.3.3, la puissance offerte sur l'ensemble des offres commerciales ne doit pas excéder 50 MW.

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

Les offres seront valides uniquement si :

- le candidat est Acteur d'Ajustement avant la date de remise des offres prévue par l'appel d'offres ;
- 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. §6.2).

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 l'appel d'offres 2018, RTE a introduit des modalités spécifiques pour les capacités constituées de plus de 70 sites de puissance souscrite unitaire inférieure à 1 MW dont les utilisateurs sont des sociétés ou personnes physiques différentes **:** en lieu et place du modèle d'attestation d'accord annexé au règlement de consultation, le candidat peut 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 doit être postérieure au 1er avril 2017.

RTE propose de maintenir ces modalités.

5.2.6 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 depuis 2016 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.** Avec le passage à 2 produits, il n'y aura donc plus que 2 prix marginaux définis par période.

5.2.7 Interclassement et produits à DOmin ≤ 15 minutes

5.2.7.1 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 pour lesquelles le candidat souhaite mettre en œuvre les dispositions expérimentales relatives à l'observabilité statistique (cf. §6.3.3) 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 a proposé lors de la consultation de reconduire cette modalité. Cette proposition n'a pas fait l'objet de retours de la part des acteurs. RTE propose donc de reconduire cette modalité.**

Par ailleurs, RTE a mis en place un bonus à l'interclassement de 5 €/MW/jour pour les offres portant sur des engagements à mettre à disposition des capacités avec une DOmin inférieure ou égale à 15 minutes, en lieu et place du bonus pour les capacités qualifiées avec un DMO inférieur ou égal à 9 minutes.

RTE rappelle que le besoin en capacités à DOmin courtes à la hausse (mais également à la baisse) est un besoin de l'exploitation répondre à une problématique spécifique liée au réglage de la fréquence : le passage des parallèles lié aux variations des programmes d'échanges aux heures rondes. En effet, RTE manque aujourd'hui de moyens rapides et courts pour gérer les variations (jusqu'à 3 GW) sur la période (H-5';H+5') aux heures rondes induits par les échanges horaires de blocs d'énergie aux frontières.

Par conséquent, RTE subit des écarts sans pouvoir les résorber. Ces écarts se retrouvent dans l'écart de réglage et dégradent la fréquence.

En janvier, RTE a sollicité de façon systématique ces nouveaux produits, ce qui a généré de l'incompréhension et de la surprise chez les acteurs dont les capacités ont été activées. Ces activations systématiques confirment que le besoin est réel et reste d'actualité. La réponse des acteurs a toutefois été conforme à l'attendu ce qui a confirmé l'utilité de ces moyens sur la qualité du réglage

Lors de GT de concertation, les acteurs ont souligné que la valeur du bonus n'était pas à la hauteur des contraintes associées à une activation systématique de ces capacités, notamment au regard des pénalités encourues en cas de défaillance à l'activation (pénalités élevées ainsi que retrait d'agrément au bout de 2 activations défaillantes).

Les acteurs ont également souligné qu'un appel d'offres spécifique pour la couverture de ce besoin serait plus pertinent que le mécanisme actuellement proposé. RTE partage le fait que ce besoin devrait être dé-corrélé des problématiques purement RR-RC dans la mesure où :

- les caractéristiques du produit « idéal » sont éloignées des caractéristiques du produit RR-RC ;
- le besoin est récurrent à certains moments de la journée, en réponse à un besoin lié aux problématiques de fréquence.

RTE a ainsi indiqué être en train de travailler à affiner son besoin et à définir les bases de ce que serait cette contractualisation spécifique, notamment dans le cadre des discussions tarifaires avec la CRE pour TURPE 6. En effet, l'approbation par la CRE de ce nouvel appel d'offres est un prérequis à sa mise en place. En tout état de cause, RTE ne sera pas en mesure de démarrer une telle contractualisation avant 2022 mais pourrait démarrer la concertation au 2e semestre 2020, le cas échéant.

Il n'en demeure pas moins que pour 2021, le besoin reste réel et RTE ne dispose d'aucun autre levier que celui des produits courts contractualisés par le biais de l'appel d'offres RR-RC. RTE entend cependant les critiques remontées par les acteurs et considère que l'évolution des modalités d'agrément proposées ainsi que la révision du niveau de la pénalité en cas de défaillance à l'activation constituent une première réponse à ces critiques.

En outre, les modalités d'activation de ces produits à DOmin courts pourraient être aménagées. Ainsi **RTE a proposé de solliciter ces produits uniquement en cas jugés critiques,** ce qui conduirait à une diminution sensible du nombre d'activations qui pouvaient s'avérer récurrentes sinon (cette proposition sera également appliquée pour le reste de l'année 2020). RTE précise que le nombre attendu d'activation serait de l'ordre de 30 par an. Cette estimation visant à donner un ordre de grandeur est donnée à titre informatif et résulte d'une analyse interne RTE sur la base du critère d'activation appliqué aux données historiques de fréquence.

Enfin, la **possibilité de déposer des offres avec ce même type de bonus lors de l'appel d'offres journalier permettra aux acteurs d'avoir une prévision améliorée quant à leur capacité à livrer les produits pour une journée donnée**.

Un acteur (ENGIE) s'est montré opposé à la proposition de reconduction du bonus à l'interclassement pour les offres à DOmin courts afin ne pas distordre la formation du prix. Alternativement, cet acteur juge préférable la création d'un produit dédié, ou la mise en place d'une prime additionnelle spécifique. RTE considère que la première alternative est en ligne avec sa proposition de mettre en œuvre un appel d'offres dédié à horizon 2022, et juge acceptables les possibles risques sur la distorsion des prix de façon transitoire.

Six autres acteurs (EDF, Smart Grid Energy, Energy Pool, Flexcity, Liberty Aluminium Dunkerque, Novajoule) ont exprimé un soutien partiel à la proposition de RTE, dont trois (Novajoule, EDF, Energy Pool) se sont exprimés de façon détaillée sur ce sujet avec un soutien sous conditions de la proposition. Novajoule a exprimé le fait que le risque porté par les capacités des acteurs proposant des DOmin courts ne devait pas être disproportionné. RTE considère que l'ordre de grandeur du nombre d'activations attendu rend ce risque acceptable.

EDF se montre favorable à la proposition tout en rappelant à RTE les risques d'une possible contractualisation partielle (possiblement faible) de ces produits, et le fait que la solution cible d'un appel d'offres dédié serait plus adaptée. RTE considère ce risque acceptable à titre transitoire, avant la mise en œuvre de l'appel d'offres dédié en 2022.

Energy Pool a notamment demandé à ce que soient communiqués de façon plus précise les critères et probabilités d'activation afin de pouvoir fixer une valeur du bonus à l'interclassement en conséquence, ce dernier variant entre 10 et 50 €/MW suivant les cas. RTE n'est pas en mesure de communiquer un nombre d'activation maximum garanti aux acteurs par semaines/mois/année, mais a précisé au paragraphe précédent un ordre de grandeur de 30 activations par an.

Concernant la valeur du bonus à l'interclassement, RTE n'a reçu qu'une seule proposition concrète de la part d'Energy Pool. Néanmoins, une valeur de 10 à 50 €/MW de bonus semblerait excessif au vu des prix moyens de RR et de RC constatés en 2020, car cela engendrerait une trop grande distorsion de l'appel d'offres. RTE rappelle que la disposition proposée pour les moyens à DOmin inférieures à 15 minutes serait transitoire pour l'année 2021.

Enfin, deux acteurs (Alpiq, Dalkia) ne se sont pas prononcés.

RTE avait estimé lors de la consultation que ces dispositions étaient susceptibles de rendre acceptable la reconduction pour 2021 des modalités mises en place en 2020 à titre transitoire. RTE considère qu'au vu des retours des acteurs sur ce sujet que cette estimation reste valide.

RTE avait proposé en consultation de conserver le dispositif de bonus à l'interclassement ainsi que son montant (-5€/MW/jour) pour l'année 2021 et propose de conserver ces modalités suite aux retours des acteurs à la consultation.

Une concertation sera lancée au second semestre 2020, sous réserve d'un accord de principe de la CRE, sur un appel d'offres dédié aux problématiques de réglage de la fréquence par l'activation de produits manuels spécifiques (en dehors de la contractualisation RR RC). Le souhait de RTE est de pouvoir mettre en œuvre cette nouvelle contractualisation à compter de 2022.

5.2.7.2 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 §5.2.6) 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 durée garantie supérieure) peut être retenue pour un besoin inférieur (RTE pourra retenir une offre {RR;120} pour couvrir un besoin {RC;90}).

5.2.7.2.1 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 ;
- 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 retient uniquement des offres mensuelles.

5.2.7.2.2 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.
- Depuis l'appel d'offres 2019, dans le cas où les offres annuelles permettent de couvrir le besoin de RTE sur l'année à un prix inférieur à la somme, sur l'année, des prix hebdomadaires et mensuels les plus bas, RTE retient uniquement des offres annuelles.

RTE propose de maintenir ces modalités.

5.2.7.2.3 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 §5.2.7.1. 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.

5.2.7.2.4 Traitement des offres indivisibles

Comme indiqué au §5.2.5.5, la puissance offerte doit être supérieure à 10 MW et les candidats ont la possibilité de définir une puissance seuil supérieure à 10 MW en dessous de laquelle 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.

RTE propose par conséquent de maintenir son algorithme d'interclassement.

5.2.7.3 Enchainement des capacités pour répondre au besoin

Les modalités de sélection des offres permettaient 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}. Avec le passage à 2 produits, cette disposition n'a plus lieu d'être.

5.2.8 Calendrier d'agrément des EDA proposées par les soumissionnaires dans leur

réponse à l'appel d'offres annuel

5.2.8.1 Dates limites imposées pour l'agrément des capacités

Le titulaire doit disposer d'une puissance agréée suffisante sur ses EDA ou EDA de secours déclarés pour couvrir ses engagements un mois 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.

5.2.8.2 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. §**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) ;
- les engagements résiliés sont re-contractualisés via l'appel d'offres journalier ou le cas échéant, via un appel d'offres complémentaire.

5.2.9 Insuffisance d'offres

Dans le cas où RTE constaterait une insuffisance d'offres à l'appel d'offres annuel, les périodes pendant lesquelles il n'y aurait pas assez d'offres ne seront pas attribuées et le volume manquant sera rebasculé à l'appel d'offres journalier (ou complémentaire, le cas échéant).

Les acteurs ne s'étant pas exprimés à ce sujet, RTE propose de conserver sa proposition initiale.

5.2.10 Calendrier prévisionnel de l'appel d'offres annuel

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

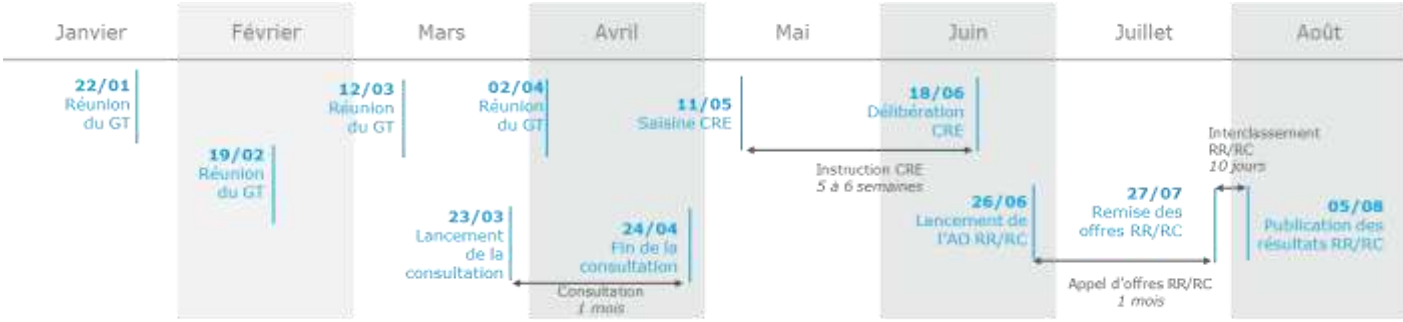
RTE souhaite également fournir aux acteurs du marché la visibilité suffisante pour formuler leurs demandes de certification au titre du mécanisme de capacité. Les résultats de l'AOE devront donc être communiqués aux acteurs à une échéance permettant de transmettre à RTE des demandes de certification.

Il résulte de cette volonté de coordination le calendrier suivant pour l'appel d'offres RR-RC (les dates sont indicatives):

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

1. transmission à la CRE de la proposition finale de RTE concernant les modalités de contractualisation annuelle 2020 : vers le 11 mai 2020 ;
2. délibération de la CRE : vers le 18 juin 2020 ;

3. publication de l'appel d'offres sur le site client de RTE : vers le 26 juin 2020 ;
4. date limite de dépôt des offres des acteurs sur la plateforme e-achat de RTE: vers le 27 juillet 2020 (RTE vise une durée de consultation de 4 semaines) ;
5. publication des résultats de l'appel d'offres : vers le 5 août 2020.



5.3 Contractualisation par appel d'offres journalier

De la même façon que pour l'appel d'offres annuel, les modalités de l'appel d'offres journalier sont reprises dans les règles RR RC à l'article 3.5.

RTE considère toutefois qu'il n'est pas nécessaire de prévoir un règlement de consultation particulier pour l'appel d'offres journalier mais un guide SI sera toutefois publié. Ce guide explicitera notamment les modalités de dépôt des offres, le format des offres et détaillera le fonctionnement de la plateforme par le biais de laquelle les acteurs déposeront leurs offres.

Dans les règles RR-RC, RTE propose de reconduire très largement les modalités de l'appel d'offres journalier 2020 telles qu'approuvées par la CRE dans sa délibération du 12 mars 2020.

Quelques évolutions sont néanmoins proposées et concernent :

- la possibilité de proposer des offres qui mettent en œuvre l'observabilité statistique sous réserve d'un malus à l'interclassement ;
- la possibilité de déposer des offres de moins de 10 MW.

De plus, conformément à la délibération de la CRE, RTE demande aux acteurs d'indiquer leur préférence quant à l'heure d'ouverture d'un guichet pour l'appel d'offres journalier, aujourd'hui fixée 7 jours calendaires avant l'heure de fermeture du guichet.

5.3.1 Déroulé de l'appel d'offres journalier

Comme détaillé dans la proposition 2019, RTE considère que la contractualisation de produits de type réserve rapide et complémentaire doit ainsi avoir lieu après la contractualisation de produits de réserve primaire (FCR) et de réserve secondaire (aFRR) mais doit avoir lieu en amont de l'heure de fermeture de l'enchère des marchés day-ahead, fixée à 12h.

RTE propose ainsi que la fermeture du guichet journalier de réserves rapide et complémentaire ait donc lieu à 10h en J-1 pour une publication des résultats au plus tard à 10h30.

Concernant cette proposition, certains acteurs ont demandé à ce que la publication ait lieu plus tôt que 10h30. A date, RTE n'est pas en mesure de s'engager sur une heure de publication plus précoce à ce stade et estime que l'heure proposée résulte d'un optimum au regard :

- Des temps techniques SI (intégration des données, prétraitement dont contrôles à effectuer, etc.) ;
- Du temps d'optimisation (temps de l'algorithme qui va notamment dépendre du nombre d'offres reçues) ;
- Des temps de processus interne après optimisation (validation des résultats et publication).

Afin d'offrir une meilleure visibilité aux acteurs, RTE a proposé de présenter un retour d'expérience sur les temps effectifs nécessaires à la publication des résultats de l'appel d'offres journalier après les premiers mois de mise en œuvre. Ce retour d'expérience permettra d'affiner les hypothèses prises sur les temps estimés et le cas échéant, de s'engager sur une communication anticipée des résultats (avant 10h30).

Un acteur (EDF) s'est exprimé concernant le délai de publication à 10h30 en demandant son anticipation. RTE réitère son intention de publier les résultats de l'appel d'offres journalier au plus tôt, avant 10h30 dans la mesure du possible, et de faire un retour d'expérience sur les délais effectivement nécessaires pendant la phase d'opération.

RTE propose donc de conserver sa proposition initiale.

En ce qui concerne l'ouverture du guichet, RTE a proposé que celle-ci ait lieu 7 jours calendaires avant l'heure de fermeture du guichet.

La CRE a demandé à RTE d'étudier la possibilité d'une ouverture du guichet 14 jours avant la période de livraison, afin de l'aligner avec l'ouverture du guichet de la réserve primaire (FCR). RTE estime qu'il est préférable de conserver 7 jours calendaires dans la mesure où le retour d'expérience de l'appel d'offres FCR montre qu'une ouverture d'un guichet en J-14 entraîne la nécessité de devoir gérer trop de fichiers, ce qui ralentit les performances du processus opérationnel. **En lien avec la rapidité demandée pour la publication des résultats, RTE préconise donc de conserver l'ouverture du guichet en J-7 avant fermeture.**

RTE demande aux acteurs d'indiquer quelle serait leur préférence entre une ouverture du guichet en J-7 avant fermeture et un alignement avec l'ouverture du guichet de FCR.

Sur l'ensemble des répondants à la consultation, quatre acteurs (CNR, Smart Grid Energy, EDF, Flexcity) ont affiché leur préférence pour une ouverture du guichet en J-7, dont deux (EDF, Flexcity) en lien avec la rapidité demandée pour la publication des résultats. Deux acteurs (Engie, Liberty Aluminium Dunkerque) ont souhaité un alignement avec l'ouverture du guichet de FCR mais Engie a indiqué que la priorité doit être la mise en œuvre de l'appel d'offres journalier le plus rapidement possible et accepte donc que l'instruction de ce sujet soit repoussée.

Au vu des retours des acteurs, RTE propose de conserver l'ouverture du guichet 7 jours avant sa fermeture.

5.3.2 Définition des produits

La contractualisation journalière porte sur les 2 mêmes produits que proposés pour les autres contractualisations, à savoir les produit (RR, 120) et (RC, 90).

Les retours liés aux types de produits proposés sont détaillés dans la partie relative à l'appel d'offres annuel au 5.2.5.1.

RTE propose de conserver sa proposition pour l'appel d'offres journalier.

5.3.3 Période d'engagement

Il est proposé de reconduire les modalités approuvées pour l'appel d'offres journalier 2020 à savoir que **la période d'engagement de la contractualisation journalière soit égale à la journée**. Cette proposition est conforme au règlement électricité qui autorise à ce que la durée contractuelle soit d'un jour maximum.

Le lotissement temporel de la contractualisation journalière correspondra à terme à chaque journée de l'année (soit 365 ou 366 lots temporels).

5.3.4 Offres liées

Dans la mesure où la période d'engagement de l'appel d'offres journalier correspondrait à la journée et que la contractualisation sera réalisée en J-1 pour J, **RTE rappelle qu'il ne sera pas possible de faire des offres temporellement liées.**

5.3.5 Formulation des prix

RTE propose de reconduire les modalités de formulation des prix appliquées à l'AO annuel 2020.

Ainsi, dans le cadre de l'appel d'offres journalier, un candidat peut soumettre au plus 50 prix toutes offres confondues.

Comme pour l'appel d'offres journalier 2020 et comme proposé pour l'appel d'offres annuel, RTE propose de ne pas permettre aux acteurs de formuler un 2^{e} prix pour une offre de RR donnée. Cette simplification se justifie par le fait que cette possibilité n'est pas réellement utilisée par les acteurs.

Enfin, en complément, RTE propose de conserver la précision des prix d'offre au centime d'euro par MW.

5.3.6 Composition des offres par les candidats

RTE propose de reprendre dans une large mesure les modalités approuvées pour l'appel d'offres journalier 2020 à savoir que les offres déposées par les candidats :

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

Pour l'appel d'offres journalier 2020, RTE avait proposé de maintenir la puissance minimale de 10 MW requise à l'appel d'offres annuel pour participer à la contractualisation journalière.

Toutefois, RTE entend les demandes liées à la nécessité de pouvoir soumettre des offres inférieures à 10 MW dans le cadre de RR-RC et pourrait ainsi envisager de mettre en œuvre une solution temporaire de contournement.

Ainsi, lorsqu'au moins une offre a été sélectionnée à l'appel d'offres annuel, RTE propose d'ouvrir la possibilité pour un acteur de déposer une offre à l'appel d'offres journalier comprise entre 1 et 10 MW. Dans ce cas, l'engagement de l'acteur pour la journée J serait bien supérieur à 10 MW (engagement annuel + journalier) et l'acteur resterait contraint, lors du dépôt de sa LE, de proposer des EDA de plus de 10 MW sous peine d'être pénalisé s'il ne respecte pas cette condition.

Ainsi, cette proposition ne constitue pas une ouverture des réserves rapide et complémentaire aux « petites EDA ».

RTE n'ayant pas eu de retour quant à cette proposition propose de la conserver.

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

La mise en place d'un appel d'offres journalier oblige à adapter les conditions pour participer à l'appel d'offres. **Ainsi, dans le cadre de la contractualisation journalière, RTE propose dans les règles RR RC qu'afin de pouvoir participer à un guichet de l'appel d'offres journalier, les acteurs devront :**

- **avoir un accord de participation RR-RC valide ;**
- **disposer de suffisamment d'EDA agréée pour la réalisation de leurs offres, déduction faite de leurs engagements déjà contractualisés sur la journée concernée.**

5.3.8 Prime fixe

Ainsi, **RTE propose de maintenir la rémunération au prix marginal pour l'appel d'offres journalier.**

Deux prix marginaux seront ainsi établis : un prix pour le produit {13;120} et un prix pour le produit {30;90}.

5.3.9 Interclassement

5.3.9.1 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.

Dans la mesure où aucun acteur n'a fait valoir la possibilité de mettre en œuvre les modalités expérimentales relatives à l'observabilité statistique dans une offre de l'appel d'offres annuel 2020 et par souci de simplification**,** RTE avait proposé qu'il ne soit pas possible pour l'année 2020 de déposer des offres qui mettent en œuvre l'observabilité statistique pour l'AO journalier et avait indiqué que cette proposition pourrait être réinterrogée pour 2021.

Ainsi, RTE a proposé de réintroduire le malus à l'interclassement pour les acteurs déposant des offres pour lesquelles ils souhaitent mettre en œuvre les modalités expérimentales relatives à l'observabilité statistique. **Le malus proposé était identique à celui de l'appel d'offres annuel, à savoir un malus de 5€/MW/jour à l'interclassement. Sans retour de la part des acteurs suite à la consultation, RTE propose de conserver sa proposition initiale.**

Comme pour l'appel d'offres annuel 2020, **RTE a proposé en parallèle de conserver pour 2021 seulement[6], le bonus de 5€/MW/jour à l'interclassement pour les offres pour lesquelles l'acteur s'engage à mettre à disposition des capacités ayant une DO_{min} inférieure ou égale à 15 minutes.**

[6] Dans l'attente de pouvoir contractualiser des produits spécifiques pour le réglage de la fréquence

Le détail des retours des acteurs suite à la consultation sur ce sujet est détaillé dans le cadre de l'appel d'offres annuel au 5.2.7.

RTE propose de conserver sa proposition initiale pour l'appel d'offres journalier également.

5.3.9.2 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 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 durée garantie supérieure) peut être retenue pour un besoin inférieur si cela diminue le coût de contractualisation. Autrement dit, RTE pourra retenir une offre {RR;120} pour couvrir un besoin {RC;90} si cela minimise le coût de contractualisation.

5.3.9.3 Prise en compte des pondérations à l'interclassement

Comme pour les appels d'offres annuels, RTE propose que le prix marginal soit calculé en intégrant le bonus décrit au §5.3.9.1. La rémunération des offres bonifiées repose alors sur le maximum entre {prix d'offre} et {prix marginal}.

5.3.9.4 Traitement des offres indivisibles

Comme indiqué au §5.3.6, sauf si l'acteur possède déjà des engagements issus de l'appel d'offres annuel, 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 laquelle ils ne peuvent pas être retenus.

Dans le cas des appels d'offres annuels et de l'appel d'offres journalier 2020, RTE a mis en œuvre un algorithme d'interclassement conduisant à retenir des offres au-delà du besoin requis lorsque cela minimise le coût global de contractualisation.

RTE propose de reconduire ces dispositions à l'appel d'offres journalier. En effet, dans le cas où l'algorithme d'interclassement conduirait à retenir des offres couvrant strictement le volume recherché, l'existence d'une puissance seuil induit le risque que dans certains cas, il n'y ait pas de solution trouvée à l'interclassement ou que la solution trouvée pour satisfaire la stricte égalité conduise à retenir une solution très chère.

5.3.10 Insuffisance d'offres

RTE considère le **risque d'insuffisance d'offres faible pour l'appel d'offres journalier**, et ce d'autant plus que RTE propose de démarrer sur un volume limité dans un premier temps (cf. §3.1).

Ainsi, dans le cas où le volume d'offres serait insuffisant pour couvrir le besoin recherché en journalier, RTE a proposé de ne pas chercher à contractualiser le volume manquant par l'organisation d'un autre guichet. Le volume des offres disponibles, couvrant partiellement le besoin, serait alors sélectionné (en fonction des besoins RR et RC) et pour s'assurer d'avoir à sa disposition les volumes manquants, RTE utiliserait les autres moyens (de secours ou non) à sa disposition pour garantir qu'il dispose des marges 15' nécessaires.

Trois acteurs (Energy Pool, EDF, ENGIE) se sont exprimés à ce sujet lors de la consultation.

EDF a proposé de revoir le prix de rémunération lorsque l'ensemble des offres disponibles est sélectionné afin de mieux refléter la tension du système. RTE considère que le prix marginal de la dernière offre disponible reste cohérent quant au principe de préséance économique, et qu'il permet de renvoyer des signaux suffisamment fiables sur la tension du système.

Energy Pool et Engie ont proposé d'organiser un nouveau guichet en cas d'insuffisance d'offres lors de l'appel d'offres journalier. RTE considère que cette alternative ne garantirait toujours pas que le besoin puisse être couvert, étant donné qu'une insuffisance d'offres serait révélatrice d'une situation anormale sur les marchés. D'autre part, RTE voudrait éviter l'effet d'opportunité qu'un nouveau guichet après les résultats du marché J-1 créerait, avec le risque que les acteurs l'attendent systématiquement pour avoir plus de visibilité. Enfin, RTE souhaite minimiser l'organisation de nouveaux guichets pour des raisons opérationnelles.

RTE propose, suite aux retours des acteurs de conserver sa proposition initiale.

5.3.11 Situations de repli

RTE a proposé la possibilité de deux situations de repli, notamment en cas de **problèmes informatiques pour l'appel d'offres journalier :**

- **Cas 1 :** décalage **de la publication des résultats :** RTE propose d'autoriser un décalage de la publication des résultats jusqu'à 11h30 au plus tard (en amont de la fermeture du guichet du spot), après notification à 10h30 au plus tard, sans nouveau guichet acteur. Dans ce cas, les données acteurs restent inchangées, il s'agit uniquement d'un décalage dans la publication des résultats ;

- **Cas 2 : nouveau guichet de dépôt d'offres :** si le cas 1 échoue, RTE propose d'organiser un nouveau guichet entre 12h45 et 15h30, après notification à 11h30 au plus tard aux acteurs de ce décalage. Les résultats seraient alors publiés au plus tard à 16h, ce qui laisserait le temps aux acteurs, le cas échéant, pour mettre à jour leur liste d'engagement.

RTE n'a pas eu de retours spécifiques concernant ce point et propose de conserver sa proposition initiale.

5.4 Contractualisation par appel d'offres complémentaire jusqu'à une Date J

Dans l'hypothèse où il ne serait pas possible pour RTE de démarrer la contractualisation journalière au 1er janvier 2021 (cf. 5.1), RTE organisera fin 2020 un appel d'offres complémentaire pour contractualiser le volume manquant pour couvrir l'intégralité de son besoin.

Les modalités de cet appel d'offres figurent dans un règlement de consultation à part, qui fait partie du périmètre de la consultation. S'agissant de dispositions qui n'ont pas vocation à être pérennisées au-delà de 2021, RTE a considéré qu'il n'était pas utile de les intégrer directement dans les règles RR-RC.

De plus, dans le cas où des modifications d'engagements interviendraient pour des périodes comprises entre le 1er janvier et la date J, RTE doit également pouvoir être en mesure de contractualiser les engagements résiliés et devra lancer si besoin d'autres appels d'offres complémentaires. Ces nouveaux appels d'offres complémentaires se fonderont sur le même règlement de consultation que l'appel d'offres complémentaire initial. Les acteurs devront toutefois respecter un préavis de 6 semaines pour pouvoir modifier leurs engagements initiaux, comme détaillé au §**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**.

5.4.1 Prérequis pour participer à l'appel d'offres complémentaire

Pour participer à l'appel d'offres complémentaire, un acteur devra être titulaire de l'accord de participation RR-RC et avoir des agréments valides, c'est-à-dire d'avoir une annexe 3 (liste des EDA agréées) non vide au moment de la remise des offres.

Le lancement de la consultation sera notifié par RTE à l'ensemble des acteurs remplissant ces 2 critères.

5.4.2 Durée de la période ouverte à la contractualisation et volume de l'appel d'offres

Cet appel d'offres couvrirait donc la période comprise entre le 1er janvier 2021 et une date J, cette date J étant notifiée au moins 3 mois à l'avance aux acteurs, de façon à leur laisser le temps de se préparer à la mise en œuvre effective de l'appel d'offres journalier.

Le volume d'un appel d'offres complémentaire est le volume manquant pour couvrir l'intégralité du besoin de RTE et intègre le cas échéant, la re-contractualisation d'engagements résiliés par les acteurs connus à la date de lancement de l'appel d'offres.

5.4.3 Lotissement de la contractualisation

5.4.3.1 Lotissement technique

En cohérence avec le lotissement technique proposé pour l'appel d'offres annuel et l'appel d'offres journalier, **RTE propose que la contractualisation par appel d'offres complémentaire porte sur les 2 produits suivants : {RR,120} et {RC,90}.**

RTE propose également de maintenir la puissance minimale pour participer à la contractualisation à 10 MW, à l'instar de ce qui est proposé à l'appel d'offres annuel, en lien avec les contraintes opérationnelles liées à l'activation des réserves lors d'une indisponibilité du dispositif de transmission automatisée des ordres (TAO).

5.4.3.2 Lotissement temporel

Pour un appel d'offres complémentaire, RTE propose un lotissement identique à celui appliqué pour l'appel d'offres annuel à savoir un lotissement 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 (1er janvier 2021 jusqu'à la Date J).

5.4.3.3 Offres portant sur plusieurs pas temporels unitaires

Pour un appel d'offres complémentaire, il ne sera pas possible de déposer des offres sur des périodes mensuelles contrairement à ce qui est proposé pour l'appel d'offres annuel.

En effet, l'algorithme d'interclassement de l'appel d'offres complémentaire n'est pas en mesure aujourd'hui de traiter des blocs temporels. Dans la mesure où l'appel d'offres complémentaire est une solution transitoire, RTE ne souhaite pas faire évoluer cet algorithme et préfère se concentrer sur la mise en œuvre opérationnelle de l'appel d'offres journalier.

5.4.3.4 Formulation des prix

RTE propose d'aligner les modalités de formulation des prix appliquées à l'appel d'offres annuel

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.

En complément, **RTE propose de conserver la précision des prix d'offre au centime d'euro par MW**.

5.4.3.5 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 §6.3.3, la puissance offerte sur l'ensemble des offres commerciales ne doit pas excéder 50 MW.

5.4.4 Interclassement

5.4.4.1 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.

Comme pour l'appel d'offres annuel **RTE propose de conserver pour l'appel d'offres complémentaire** :

- **Un bonus à l'interclassement de -5€/MW/jour** pour les offres les offres pour lesquelles le candidat s'engage à mettre à disposition des capacités avec une durée minimale d'activation inférieure ou égale à 15 min (produits 13120C et 30090C) ;
- **Un malus à l'interclassement de +5€/MW/jour** pour les offres pour lesquelles le candidat souhaite mettre en œuvre les dispositions expérimentales relatives à l'observabilité statistique.

5.4.4.2 Modalités d'interclassement des capacités et rémunération

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 §5.2.6) permettant de couvrir l'ensemble du besoin de RTE en réserves rapide et complémentaire.

A la différence des appels d'offres complémentaires actuellement en vigueur dans lesquels les offres retenues sont rémunérées au prix d'offre, **RTE propose que chaque offre retenue soit payée au prix marginal calculé pour le type de l'offre concernée.**

Pour chaque période de l'appel d'offres, le processus d'interclassement et de retenue des offres commerciales est le suivant :

Etape A. RTE attribue le *Volume RR* :

Etape A.1. RTE interclasse entre elles et selon le critère d'interclassement toutes les offres {RR ; 120}.

Etape A.2. RTE attribue le *Volume RR aux offres les mieux placées et permettant de couvrir le besoin exprimé par RTE.*

Etape B. RTE attribue ensuite le *Volume RC* :

Etape B.1. RTE interclasse entre elles et selon le critère prix défini au paragraphe 5.4.4.1, toutes les offres {RR ; 120} non retenues à l'issue de l'étape A et toutes les offres {RC ; 90}.

Etape B.2. RTE attribue le *Volume RC aux offres les mieux placées et permettant de couvrir le besoin exprimé par RTE.*

Etape C. RTE *détermine les prix marginaux Prix (RR,120) et Prix (RC ;90) comme le prix de l'offre la plus chère retenue pour chacun des produits au regard de leur critère d'interclassement (c'est-à-dire avec l'application des pondérations mentionnées au* 5.4.4.1.*)*

Les étapes A, B et C sont renouvelées pour toutes les périodes pour lesquelles un *Volume RR* et/ou un *Volume RC* est à attribuer.

5.4.4.2.1 Prise en compte des pondérations à l'interclassement

Comme pour l'appel d'offres annuel, 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. La rémunération des offres bonifiées repose sur le maximum entre {prix d'offre} et {prix marginal}.

5.4.4.2.2 Traitement des offres indivisibles

Comme pour l'appel d'offres annuel, 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.

Comme pour l'appel d'offres annuel, RTE propose qu'il soit possible de retenir plus que le besoin recherché lorsque cela minimise le coût global de contractualisation.

5.5 Publications

RTE a proposé en 2018 d'enrichir les publications relatives à l'appel d'offres annuel. En cohérence avec le format des offres RR/RC, RTE a proposé, à l'issue du processus d'appel d'offres 2019, de publier sur son site internet les informations suivantes :

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

Chaque ligne correspond à un MW offert. Le tableau reprend l'ensemble des MW offerts par les candidats.

Ce format de publication permet :

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

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

Par ailleurs, des informations relatives aux volumes et prix offerts seront publiées sur la plateforme ENTSO-E Transparency. Il avait été indiqué précédemment que le format prévu par la plateforme ne permettait pas de refléter l'existence de multiples produits et de blocs temporels. Dans la mesure où RTE propose de limiter l'appel d'offres à 2 produits, seule une simplification sur les blocs temporels devra être effectuée. Les modalités exactes de cette simplification seront spécifiées ultérieurement.

RTE avait initialement proposé de maintenir ce format pour les publications ultérieures de l'appel d'offres annuel et de l'utiliser pour les publications relatives aux produits et prix offerts pour l'appel d'offres journalier et, le cas échéant, l'appel d'offres complémentaire.

Toutefois, il apparaît que ce format n'est pas conforme au format attendu sur la plateforme Transparency de l'ENTSO-E. C'est pourquoi RTE propose de maintenir ce format uniquement pour la publication de l'appel d'offres annuel[7] et de se conformer au format attendu par la plateforme Transparency pour l'appel d'offres journalier et le cas échéant, l'appel d'offres complémentaire.

De plus, comme pour l'appel d'offres annuel, RTE publiera pour l'appel d'offres journalier et les cas échéant, pour l'appel d'offres complémentaire :

- la puissance totale contractualisée par produit et par période ;

[7] Sachant que RTE publiera également les volumes et prix au format attendu par la plateforme Transparency pour l'appel d'offres annuel

- les prix marginaux par produit et par période ;

Enfin, comme indiqué en GT de concertation le 12 mars, RTE pourrait publier avant le lancement de l'AO annuel, un indicateur à une maille mensuelle relatif :

- Au nombre d'offres activées à la hausse sur le MA d'EDA engagées en RR RC a eu lieu ;
- Au volume cumulé d'énergie activée sur le mois pour ces EDA.

RTE a proposé que cet indicateur se limite aux activations pour motif P=C, ce qui exclurait notamment les activations pour tests. Une alternative serait de publier les données relatives aux activations quel que soit le motif. Les acteurs ont été invités à indiquer leur préférence entre les 2 propositions.

Les retours des acteurs sur cette proposition sont les suivants :

- Activations pour motif P=C : Flexcity ;
- Activations tous motifs : Liberty Aluminium Dunkerque ;
- Les 2 : EDF, Novajoule.

5 acteurs ne se sont pas prononcés (Alpiq, CNR, Dalkia, EP, Engie).

RTE comprend toutefois des réponses reçues que les acteurs souhaiteraient disposer d'information relatives aux activations pour tests uniquement. Une publication tout motif confondu ne répondrait donc pas à cette demande.

RTE propose donc de maintenir sa publication sur les activations pour motif P=C pour démarrer. A la cible, lorsque RTE sera en mesure d'isoler automatiquement les données relatives aux activations pour tests, celles-ci pourront être publiées également.

De plus, RTE rappelle qu'il n'est pas en mesure de publier le nombre d'activations mais qu'il peut en revanche publier :

- Soit le nombre d'ordre passés, ce qui constitue un majorant du nombre d'activations puisque sur une même activation et hors ordre de désactivation, plusieurs ordres peuvent se succéder sur une même activation ;
- Soit le nombre d'offres activées, ce qui constitue un minorant du nombre d'activations dans la mesure où il peut y avoir plusieurs activations sur une même offre, une offre étant caractérisée par une plage de prix sur une journée donnée.

RTE propose de publier le nombre d'offres activées, qui semble être un indicateur plus lisible que le nombre d'ordres.

6. CONDITIONS TECHNIQUES DES CAPACITES PROPOSEES

RTE prévoit que les conditions techniques de mise à disposition des produits de réserves rapide et complémentaire reprennent largement celles mises en œuvre au sein des contrats 2020 en ce qui concerne :

- les conditions d'utilisation des offres que doivent respecter les capacités proposées pour répondre à un engagement ;
- les modalités de mise à disposition de RTE des télémesures des EDA qualifiées (observabilité).

En revanche, RTE propose une refonte complète :

- du dispositif d'agrément technique des capacités et des tests associés ;
- du critère de réussite d'une activation (cf. partie **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) et des contrôles relatifs à la disponibilité et l'activation des EDA engagées au titre du contrat.

6.1 Caractéristiques techniques des EDA proposées pour répondre à un engagement

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 dans l'article 4 des règles (Modalités de mise à disposition des capacités en réserves rapide et complémentaire).

En particulier, pour être comptabilisées dans la réserve rapide, les EDA doivent être proposées dans la liste d'engagement et sur le mécanisme d'ajustement pour un DMO inférieur ou égal à 13 minutes et avoir un agrément pour ce DMO. Réciproquement, pour être comptabilisées dans la réserve complémentaire, les EDA doivent être proposées dans la liste d'engagement et sur le mécanisme d'ajustement pour un DMO inférieur ou égal à 30 minutes et avoir un agrément pour ce DMO. Chaque offre sur le mécanisme d'ajustement relative à une EDA proposée pour répondre à un engagement doit respecter les critères présentés au 4.4.2 des règles RR-RC.

Dans la mesure où il est proposé une réduction du nombre de produits, les caractéristiques qui étaient demandées pour les produits {RR ; 30}, {RR ; 60}, {RR ; 90}, {RC ; 30} ; {RC ; 60} sont supprimées dans la partie 4 des règles.

RTE rappelle toutefois qu'il reste possible pour un acteur de répondre à un engagement de type {RR ; 120} et/ou {RC ; 90} en combinant plusieurs EDA (par exemple deux EDA dont la durée d'utilisation maximale est de 60 minutes), comme détaillé dans la partie 6.1.1.3.

6.1.1 Cas particuliers

6.1.1.1 Deux EDAs agréées pour répondre à l'engagement d'un aléa par jour

Pour une journée J, un acteur pourra proposer 2 EDA activables chacune pour un aléa, afin de répondre à son engagement sur les deux activations de l'engagement contractualisé sur la journée J.

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

Un acteur qui a été retenu pour une offre groupée {13 ; 120} ou {30 ; 90} (cf. §5.2.5.3) 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 (ou ≤ 15 min si l'un des produits concerné est un 13120C ou 30090C) ;
- DMO = minimum de l'engagement en DMO de l'offre groupée ;
- $DO_{max} \geq$ NB_BLOC x 30min ;
- $E_{max} \geq 2 \times P_{LE,EDA\ offre\ groupée} \times NB_BLOC \times \max(30\ minutes; DO_{min})$;
- DNA ≤ 60 min.

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

Plusieurs EDA peuvent également être proposées pour répondre à un engagement {RC ; 90} et {RR ; 120} avec un nombre de bloc inférieur à 3 ou 4.

Dans ce cas, le participant 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 13 ou 30 minutes pour le premier engagement unitaire (selon si l'engagement couvre un produit RR ou un produit RC) et de 30 minutes pour les suivants.

Par simplification et pour faciliter les contrôles associés, RTE a proposé que les CUO exigées ne soient plus différenciées selon le nombre de blocs.

6.1.2 Précisions concernant l'articulation offre standard/offre spécifique dans le cadre des Règles RR-RC

Il est précisé à l'article 2 des règles RR-RC que l'engagement d'un acteur retenu à un appel d'offres (quel que soit le type de contractualisation) consiste à déposer une offre d'ajustement à la hausse « spécifique » au sens des Règles MA-RE qui respectent les conditions prévues à l'article 4 des Règles RR-RC. Ainsi, pour le moment, un acteur ne peut pas répondre à un engagement par le dépôt d'une offre standard sur la plateforme TERRE. Ce point sera instruit ultérieurement, notamment en lien avec la possibilité de participer à horizon 2024 à la plateforme MARI et avec la définition des produits standard de capacité pour lesquels la consultation par l'ACER de la proposition des GRT vient de se terminer.

Par ailleurs, des précisions ont été apportées dans le dernier projet de règles MA-RE dont la CRE a été saisie fin février. Pour rappel, à date, la seule mention aux réserves rapide et complémentaire au sein des règles MA-RE en vigueur figure à l'article 4.4.2 des règles MA-RE. Cet article prévoit le principe selon lequel les EDA relevant des contrats de mise à disposition de réserves rapide et complémentaire peuvent ne pas être partagées au sein de la plateforme de produits standard de réserve de remplacement (TERRE), notamment afin d'assurer le maintien des marges et réserves et ainsi prémunir le système électrique d'un certain volume d'aléa à une échéance donnée.

La proposition complémentaire faite par RTE dans le projet de Règles MA-RE (à l'article 4.3.2 de la section 1 des règles MA-RE qui traite des principes régissant les interactions entre les différents types d'offres) dont la CRE vient d'être saisie est la suivante :

Afin de compléter les dispositions existantes tout en limitant le filtrage que RTE pourrait être amené à mettre en œuvre pour assurer le maintien des marges et réserves, RTE propose d'ajouter dans les règles que les offres standard déposées par un acteur d'ajustement sur des EDA engagées pour une journée donnée en réserves rapide et complémentaire ne doivent pas être de nature à remettre en cause l'engagement de l'acteur d'ajustement sur le reste de la journée au titre de ces réserves en cas de sélection et d'activation de son offre standard.

Le principe est de responsabiliser l'acteur quant à la gestion de son stock si jamais il en a un, afin de faire en sorte que le produit contractualisé soit toujours à disposition de RTE via l'activation d'une offre spécifique. Ainsi, un acteur dont une offre est activée sur la plateforme TERRE et qui est activé par la suite en spécifique par RTE ne pourra justifier son indisponibilité par le fait qu'une offre en standard ait été activée.

En contrepartie, une activation défaillante d'une offre standard seule n'aura aucune répercussion sur l'acteur au titre des règles RR-RC (cf. partie**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

Lors du GT de concertation du 19 février, il a été demandé aux acteurs s'ils préféraient que ces dispositions figurent dans les règles MA-RE ou dans les règles RR-RC. Les retours lors du GT laissaient entendre qu'il était préférable que ces dispositions figurent dans les règles RR-RC c'est pourquoi RTE a repris la proposition figurant à l'article 4.3.2 de la section 1 des règles MA-RE à l'article 2 des Règles RR-RC.

Les acteurs ont été invités à confirmer ce choix, auquel cas, cette disposition pourra par la suite être supprimée des règles MA-RE (lors de la concertation sur une version ultérieure à celle dont la CRE vient d'être saisie) et remplacée par un renvoi vers les règles RR-RC.

Les retours à la consultation confortent cette proposition, l'ensemble des acteurs qui se sont prononcés sur cette question (CNR, EDF, SGE, Flexcity, Liberty Aluminium Dunkerque, Engie) ayant confirmé cette préférence.

6.2 Agrément des EDA à la réserve rapide ou complémentaire

6.2.1 Rappel des principes aujourd'hui applicables pour l'agrément des capacités en RR-RC

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 européennes.

En conséquence, RTE a mis en œuvre un processus de qualification technique des EDA participant à la réserve rapide ou complémentaire : l'agrément.

Ainsi, la procédure d'agrément dans le cadre de la contractualisation des réserves rapide et complémentaire permet de certifier *ex-ante* la fiabilité des entités d'ajustement à offrir le service d'équilibrage du réseau en temps réel pour lesquelles elles sont rémunérées.

Cette procédure permet à RTE de vérifier, avant le début des engagements de l'acteur, que les capacités proposées par ce dernier répondent aux besoins spécifiques couverts par les réserves rapide et complémentaire pour assurer la sécurité du système électrique (définis en Annexe 2 du contrat RR-RC), c'est-à-dire de vérifier :

- si elles sont capables d'être mobilisées en moins de 13 minutes pour la réserve rapide (RR), et en moins de 30 minutes pour la réserve complémentaire (RC) ;
- si dans les délais de mobilisations demandées, la capacité atteint bien le volume demandé (permettant de garantir que la capacité est capable de pallier dans un temps très court, toute perturbation dans l'EOD).

La procédure d'agrément des EDA repose aujourd'hui sur une approche statistique de la fiabilité de la capacité par tests d'activation selon les principes suivants :

- une EDA est agréée à l'issue d'une procédure d'agrément ;
- le maintien de l'agrément d'une EDA est conditionné au succès de certains contrôles réalisés à travers des tests périodiques ;
- 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. En effet, dans le cas inverse, il serait nécessaire d'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 aujourd'hui les suivantes :

- nom de l'EDA ;
- périmètre de sites agréé ;
- receveur d'ordre ;
- délai de mobilisation (DMO) ;
- durée maximale d'utilisation (DO_{max}) ;
- nombre d'activations par jour
- puissance minimale injectée ($P_{min\ prod}$) ;
- puissances agréées (en nombres entiers de MW) : en distinguant 4 types de puissance agréée, selon si l'EDA est engagée en jours ouvrés ou non-ouvrés et selon si elle fournit des services systèmes ou non sur ces 2 types de périodes : P_{JO}, P_{JNO}, $P_{JO,\ SSY}$, $P_{JNO,\ SSY}$.
- Date d'agrément et date du dernier test périodique.

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

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

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

Au fur et à mesure des concertations et des REX conduits sur l'agrément, l'annexe du contrat relative aux modalités d'agrément s'est progressivement enrichie. Ainsi, le contrat RR RC 2020 prévoit aujourd'hui six (6) modalités distinctes d'obtention de l'agrément :

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

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

En parallèle, la procédure d'agrément prévoit un délai de carence de (3) trois mois, en cas d'échec des tests, avant de pouvoir demander l'ouverture d'une nouvelle procédure d'agrément avec des caractéristiques supérieures ou égales. Ce délai permet d'éviter qu'une capacité ayant échoué à obtenir un agrément dépose des demandes d'agrément jusqu'à réussir ces tests, faussant ainsi l'approche statistique de la procédure d'agrément tout en posant des difficultés opérationnelles pour RTE.

6.2.2 Diagnostic sur la situation actuelle

Si l'utilisation de ces différentes procédures a pour objectif de faciliter l'agrément en tenant compte de cas particulier, il apparaît que la liste des procédures d'agrément et de cas particulier ne cesse de croître au détriment de la lisibilité du contrat et de la volonté de simplification demandée par de nombreux acteurs.

De plus, le retour d'expérience exprimé ces dernières années par les acteurs laisserait entendre que la procédure d'agrément constitue la principale barrière à l'entrée pour les acteurs souhaitant participer à l'appel d'offres de réserves rapide et complémentaires tant les exigences pour agréer une EDA sont fortes. En revanche, une fois une EDA agréée, il est relativement rare qu'elle perde son agrément car les critères de maintien de l'agrément sont relativement simples à remplir.

Il peut être ajouté que pour RTE, la gestion des demande d'agrément représente une charge non négligeable au vu de l'organisation interne nécessaire pour mettre en place ces différentes procédures d'agrément et au regard du fait que la quasi-totalité des demandes d'agrément sont effectuées en fin d'année, ce qui est une période chargée pour les équipes de RTE.

Pour rappel, à l'issue de la concertation de l'année 2019, RTE s'était engagé à instruire les 2 sujets suivants :

- l'amélioration des performances d'une entité agréée ;

- la facilitation du transfert d'entités entre acteurs.

En parallèle, à l'automne 2019, RTE s'est lancé dans une démarche visant à identifier des leviers de simplification pour ses contrats et a donc passé au crible le contrat RR-RC. La conclusion de ces réflexions tend à montrer que les marges de simplification sur la base de la procédure actuelle sont faibles et qu'à ce titre, une refonte complète du dispositif pourrait s'avérer plus pertinente. Il convient de souligner que pour RTE, une simplification ne signifie pas une diminution du niveau d'exigence concernant la fiabilité des capacités mises à disposition.

RTE propose donc pour 2021 une remise à plat de l'ensemble de la procédure d'agrément pour en inverser la logique. Il sera désormais plus facile d'être agréé dans la mesure où l'agrément sera délivré sur une base déclarative mais en revanche, les conditions de maintien d'un agrément seront plus exigeantes :

- les critères à respecter pour le maintien de l'agrément seront désormais fondés sur la notion d'écart d'ajustement avec une tolérance moindre par rapport au critère de défaillance actuel du mécanisme d'ajustement ;
- il y aura davantage de tests en conditions réelles (jusqu'à 5 par an et par agrément) ;
- toutes les activations RRRC (que ce soit pour besoin EOD ou pour test) feront l'objet du même contrôle et auront les mêmes conséquences sur le maintien de l'agrément.

Ainsi, les sanctions en cas d'échec à l'activation seront moins financières mais auront un impact technique plus significatif car il ne sera pas possible pour l'acteur d'engager l'EDA pendant une durée donnée, croissante en cas d'échecs répétés (1, 3 puis 6 mois).

En cas d'indisponibilité d'une EDA, comme il sera plus facile de se faire agréer, **un acteur pourrait disposer de davantage de secours ou bien il lui serait plus facile d'activer le marché secondaire.**

Il a été demandé aux acteurs lors de la consultation si cette proposition (dont le détail est donné ci-après) serait de nature :

- **à augmenter le volume de capacités disponibles pour faire de la RR RC ;**
- **à améliorer la liquidité du marché secondaire.**

3 acteurs (Alpiq, CNR, Liberty Aluminium Dunkerque) ont répondu que cette proposition était de nature à augmenter le volume de capacités disponibles et à améliorer la liquidité du marché secondaire.

2 acteurs (Flexcity et SGE) ont répondu que cette proposition était de nature à améliorer la liquidité du marché secondaire.

2 acteurs (Energy Pool et Engie) estiment que les effets vont dépendre de la proposition finale de RTE concernant le critère de défaillance à l'activation et les modalités de suspension de l'agrément, ces acteurs estimant que la proposition initiale de RTE est de nature à diminuer la liquidité du marché secondaire.

EDF considère que pour améliorer le volume et la liquidité, la mesure la plus appropriée serait d'offrir un substitut au marché secondaire en permettant la restitution d'engagements annuels à l'AO journalier ou sur le volume de capacités disponibles pour faire de la RR-RC. Une amélioration des conditions de défaillance et de suspension de l'agrément permettrait toutefois d'améliorer également la liquidité et le volume de capacités disponibles.

6.2.3 Caractéristiques de l'agrément

Il est proposé que les caractéristiques d'un agrément soient les suivantes :

- Nom de l'EDA à agréer ;

- Liste des sites de l'EDA ;
- Puissance à agréer : au libre choix de l'acteur d'ajustement mais une seule puissance à agréer (il n'y aurait plus de distinction P_{JO}, P_{JNO}, $P_{JO\ SSY}$ et $P_{JNO\ SSY}$) ;
- DMO ;
- DOmax ;
- DOmin ;
- Receveur d'ordre.

Il est précisé que le Périmètre Agréé de l'EDA doit correspondre à l'ensemble des Sites constituant l'EDA.

Par rapport aux caractéristiques actuelles d'un agrément, les caractéristiques suivantes sont supprimées : Pmin prod, Nb activations, Emax et il n'y a plus qu'une seule puissance agréée par agrément. La DOmin est ajoutée comme caractéristique de l'agrément.

Dans le cas où un ou plusieurs sites d'une EDA Agréée font partie d'une Entité de Réserve (EDR) certifiée, il est de la responsabilité de l'acteur de s'assurer que la puissance qu'il demande à agréer est réalisable y compris lorsque des Services Système fréquence sont programmés sur l'EDR concernée, conformément au principe d'exclusivité de la RR RC et des Services Système fréquence.

6.2.4 Demande d'agrément

La demande d'agrément se fait par l'envoi d'une nouvelle annexe, relativement similaire aux annexes du contrat RRRC actuel dans laquelle les caractéristiques de l'agrément sollicité sont explicitées.

Il est proposé que la demande soit traitée dans les 5 jours ouvrés et qu'un acteur puisse améliorer/diminuer les caractéristiques d'un agrément à raison d'une demande par EDA par mois.

De la même façon, ce délai d'un mois s'applique également dans le cas d'une demande d'agrément qui porterait sur une EDA issue d'une recomposition de sites d'une EDA déjà agréée.

Dans tous les cas, l'agrément d'une EDA ou la demande de modification des caractéristiques d'un agrément prend effet au 1er du mois qui suit la notification de l'annexe 3 (liste des EDA agréées) ou la notification de l'annexe modifiée.

6.2.5 Echec à l'activation

Dans la proposition de RTE, est considérée comme un échec à l'activation une activation défaillante suivant un nouveau critère spécifique à la RR RC détaillé dans la partie Erreur ! Source du renvoi introuvable. **et fondé sur la notion d'écart d'ajustement.**

Comme explicité dans cette partie, le critère de défaillance proposé est plus strict qu'aujourd'hui et est relativement similaire à celui utilisé pour contrôler la réussite d'un test d'agrément dans le cadre actuel : le moindre sous-ajustement est considéré comme un échec à l'activation, sans prise en compte de la tolérance du contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement aujourd'hui fixée à 20%.

Un échec à l'activation d'une EDA entraîne pour l'acteur une impossibilité d'engager sa capacité en RR RC pendant une certaine durée qui sera croissante en cas d'échecs à l'activation répétés. Ainsi il est proposé que :

- Au premier échec, la période d'exclusion soit d'un mois. Si plusieurs activations défaillantes interviennent sur la même EDA la même journée, cela sera considéré comme un seul échec ;
- Au deuxième échec, la période d'exclusion soit de 3 mois ;
- Au troisième échec, la période d'exclusion soit de 6 mois ;
- Pour les échecs suivants, la période d'exclusion applicable reste de 6 mois.

Dans le cas où le 2e échec interviendrait le même mois calendaire que le 1er échec, les périodes d'exclusion se superposent mais ne s'additionnent pas (des exemples illustratifs sont proposés au 6.2.6).

Au regard des échéances du mécanisme d'ajustement concernant le contrôle des volumes réalisés, la notification de l'échec à l'activation interviendrait en fin de mois M+1. L'exclusion prendrait donc effet à compter du 1er du mois M+2, quel que soit le jour où l'activation a été défaillante au cours du mois M.

Enfin, afin de limiter les effets d'opportunités liés à des recompositions de périmètre, l'exclusion sera vérifiée à la maille site : aucun site de l'EDA en échec ne pourra être agréé pendant toute la durée de la période d'exclusion, y compris dans une autre EDA du même acteur.

Lors de la consultation, certains acteurs (SGE, EDF, Energy Pool, Dalkia, Liberty Aluminium Dunkerque) ont indiqué que la suspension de l'agrément à chaque défaillance à l'activation est trop sévère. SGE considère ainsi que la suspension devrait intervenir à compter de la deuxième défaillance alors qu'EDF, Liberty Aluminium Dunkerque et Dalkia proposent d'introduire une notion de défaillance mineure ne donnant pas lieu à une suspension et de défaillance majeure donnant lieu à suspension. Energy Pool regrette qu'une défaillance de 1 MW soit traitée de la même façon qu'une défaillance de 100 MW.

RTE ne partage pas ce point de vue et considère que la suppression de la procédure d'agrément justifiant de la fiabilité des capacités en amont de leur mise à disposition doit s'accompagner de contreparties pour RTE permettant d'assurer un niveau de fiabilité équivalent des capacités mises à disposition par les acteurs.

Pour RTE, afin que les acteurs soient incités au niveau de fiabilité élevé attendu pour les produits RR-RC, il est important que toute défaillance à l'activation ait une conséquence sur l'agrément des capacités et ce, dès la première défaillance.

RTE s'oppose donc à l'idée d'introduire une notion de gradation dans la défaillance, d'autant plus que cela risque d'ajouter des effets de seuils et de rajouter de la complexité dans les règles et dans leur mise en œuvre opérationnelle, ce qui est contraire à l'objectif de simplification visé par RTE dans sa proposition.

Dans la mesure où la pénalité financière a été très sensiblement réduite (et même supprimée en cas de sur-ajustement, cf. proposition révisée au Erreur ! Source du renvoi introuvable.**), et en combinaison avec l'introduction d'une tolérance supplémentaire sur le sous-ajustement (avant et après M') et le sur-ajustement (après M'), RTE souhaite donc conserver la suspension d'un mois de l'agrément dès la première défaillance et quelle que soit la profondeur de la défaillance.**

6.2.6 Remise à zéro du compteur des échecs à l'activation

Une remise à zéro du compteur d'échecs à l'activation pourra être effectuée dans les cas suivants :

- En cas de changement d'acteur d'ajustement pour les sites qui appartenaient au périmètre agréé d'une EDA ;
- Au bout de 3 activations réussies consécutives sur le MA à au moins la puissance agréée de l'EDA en appliquant le critère de réussite à l'activation propre à RR RC (c'est-à-dire par rapport à l'écart d'ajustement).

La remise à zéro du compteur ne s'appliquera qu'à la fin de la période de suspension en cours le cas échéant.

Alpiq a proposé que le compteur des échecs soit également remis à zéro suite à une modification des caractéristiques d'agrément. RTE considère qu'une telle disposition constituerait un effet d'aubaine.

Les activations n'ont pas forcément besoin d'être consécutives et ne doivent pas nécessairement avoir lieu dans le cadre d'un engagement RR RC. Dans le cas d'une activation en dehors d'une journée où

l'EDA est proposée sur une liste d'engagement, il est toutefois important que les offres déposées sur le MA respectent les conditions d'utilisation des offres propres aux Règles RR RC.

Il appartient à l'acteur de justifier à RTE de la réussite de ses 3 activations, de façon à le responsabiliser sur la fiabilité de leur capacité.

RTE estime que cette responsabilisation passe par un suivi de la part des acteurs de leurs activations, leurs écarts, et par un pilotage de leur fiabilité de manière à ce qu'elle reste élevée. Il est donc important que les demandes de remise à zéro viennent des acteurs quand ils s'estiment suffisamment fiables.

RTE a précisé que pour la remise à zéro du compteur, dans la mesure où les activations peuvent avoir lieu en dehors d'une journée où l'EDA agréée est engagée en RRRC, les activations doivent être réalisées à au moins P agréée. Energy Pool considère que cette condition est trop stricte et propose que l'EDA réussisse 3 activations à sa puissance offerte sur le MA, qui pourrait être un pourcentage minimal de sa Puissance Agréée.

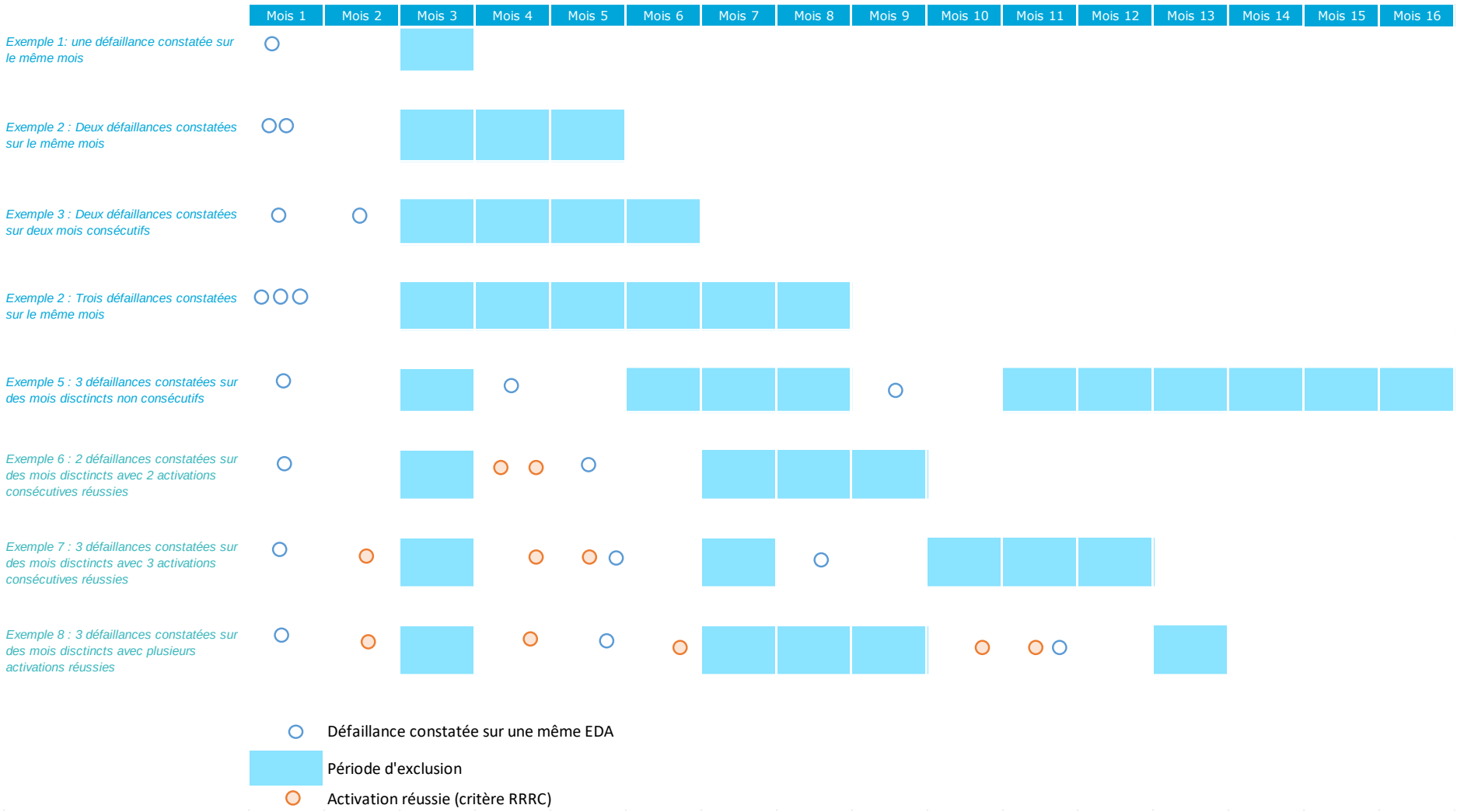
RTE rappelle que les acteurs ont l'entière responsabilité de leur puissance d'agrément. Dans le cadre de la proposition de RTE, un acteur peut tout à fait demander une baisse de la puissance d'agrément qui ne prendra effet qu'à la fin de la période de suspension dans le cas où tout ou partie de l'EDA ferait l'objet d'une telle suspension. Cet acteur pourra alors remettre son compteur à zéro sur la base d'activations réussies à cette nouvelle puissance d'agrément à l'issue de la période de suspension, le cas échéant, si l'EDA a fait l'objet d'une telle suspension.

RTE propose donc de conserver sa proposition initiale.

Dans le cas où les 3 activations notifiées ne sont pas bonnes, il n'y a pas de remise à zéro du compteur et il ne sera pas possible à l'acteur de demander une remise à zéro sur l'EDA agréée ou les sites qui la composent en cas de recomposition du périmètre des EDA avant 3 mois. Ce délai est cohérent avec le délai de carence entre 2 demandes d'agrément aujourd'hui en vigueur dans le contrat RR-RC 2020.

RTE a également précisé dans les Règles que pour un participant donné, le compteur des échecs relatifs à l'agrément s'applique au niveau de l'EDA mais est propre à chaque site. De là, il en découle les conséquences suivantes :

- Dans le cas d'une recomposition de périmètre d'EDA, RTE prend comme référence pour le compteur des échecs relatifs à l'agrément de cette EDA, le compteur le plus élevé des sites qui composent cette EDA.
- Dans le cas où un site contenu dans le périmètre d'une EDA agréée d'un acteur 1 changerait d'acteur d'ajustement (acteur 2) puis reviendrait dans le périmètre d'une EDA agréée de l'acteur 1, le compteur des échecs à l'agrément applicable au site avant son changement d'acteur reprendra là où il en était resté avant le changement d'acteur. Ainsi, si un site dispose d'un compteur avec 2 échecs au moment de quitter le périmètre d'ajustement de l'acteur 1, si ce site revient ultérieurement dans le périmètre de l'acteur 1, le compteur d'échecs pour ce site n'est pas réinitialisé mais reprend à 2.


Mois 1
Mois 2
Mois 3
Mois 4
Mois 5
Mois 6
Mois 7
Mois 8
Mois 9
Mois 10
Mois 11
Mois 12
Mois 13
Mois 14
Mois 15
Mois 16
Exemple 1: une défaillance constatée sur le même mois
Exemple 2 : Deux défaillances constatées sur le même mois
Exemple 3 : Deux défaillances constatées sur deux mois consécutifs
Exemple 2 : Trois défaillances constatées sur le même mois
Exemple 5 : 3 défaillances constatées sur des mois disctincts non consécutifs
Exemple 6 : 2 défaillances constatées sur des mois disctincts avec 2 activations consécutives réussies
Exemple 7 : 3 défaillances constatées sur des mois disctincts avec 3 activations consécutives réussies
Exemple 8 : 3 défaillances constatées sur des mois disctincts avec plusieurs activations réussies
Défaillance constatée sur une même EDA
Période d'exclusion
Activation réussie (critère RRRC)

6.2.7 Tests

Dans le cadre actuellement en vigueur :

- des tests périodiques peuvent être réalisés quand une EDA n'a pas été activée sur le MA depuis plus de 3 mois ;
- un test est rémunéré au prix d'offre dans la limite de 200 €/MWh ;
- les tests n'ont pas de réel caractère « surprise » dans la mesure où l'acteur et RTE se mettent d'accord sur une semaine au cours de laquelle le test sera effectué.

Dans le cadre de cette proposition, la contrepartie à l'obtention de l'agrément sans tests préalables sera de faire plus de tests aléatoires dans un esprit de contrôle continu. Il est proposé un alignement sur le mécanisme de tests mis en œuvre sur l'appel d'offres effacement et le mécanisme de capacité : ainsi, nonobstant le prix de l'offre sur le MA, la rémunération s'effectuera au PME (prix marginal d'équilibrage) et le motif « test » sera notifié ex-post à l'acteur.

RTE a initialement proposé qu'il soit possible de réaliser jusqu'à 5 tests par an et par EDA agréée. La durée d'un test sera limitée à la DOmax agréée.

Ces tests peuvent être effectués dès lors qu'une EDA est engagée en RRRC et portera sur le minimum entre la puissance maximale offerte sur le Mécanisme d'Ajustement et la puissance agréée pour l'EDA.

La vérification de la conformité du test sera effectuée selon le critère de réussite d'une activation proposé au **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, c'est-à-dire par rapport à l'écart d'ajustement. En cas d'échec du test, la pénalité à l'activation sera due et le principe d'exclusion de l'EDA mentionné au 6.2.5 sera appliqué.

En contrepartie de ces tests, RTE a proposé que les dispositions relatives aux contrôles de la disponibilité effective de la puissance mise à disposition dans le cadre d'un engagement RR RC en dehors de tout appel sur le mécanisme d'ajustement soient supprimées.

Plusieurs acteurs (Alpiq, EDF, Engie, Energy Pool, Dalkia, Liberty Aluminium Dunkerque, SGE) ont formulé des remarques sur cette proposition.

Les principaux points remontés par les acteurs sont les suivants :

- la durée totale des 5 tests devraient être encadrée, à l'instar des modalités d'agrément actuelles pour la procédure par tests d'activation ;
- la rémunération des tests devrait s'effectuer au minimum à 200€/MWh comme actuellement ;
- la notification que l'activation résulte d'un test doit être encadrée. Certains acteurs ont notamment cité le mécanisme de capacité comme exemple qui encadre cette durée.

Alpiq a également proposé que le nombre de tests soit réduit à 3, comme cela est prévu aujourd'hui pour le mécanisme de capacité.

Comme rappelé ci-dessus, RTE souhaite s'aligner sur ce qui est fait dans d'autres mécanismes (mécanisme de capacité et appel d'offres effacement). **RTE propose ainsi de revoir sa proposition initiale de la façon suivante** :

- Plutôt que d'encadrer la durée totale des tests et revoir le niveau de rémunération, **le nombre de tests maximal qu'il est possible de réaliser sur une EDA passerait à 3 tests au lieu de 5** ;
- **Il est également proposé de s'aligner sur le délai de notification prévu pour le mécanisme de capacité, à savoir une notification dans un délai maximal de 15 jours ouvrés**. En effet, il est à l'heure actuelle opérationnellement impossible pour RTE de s'engager sur un délai inférieur, comme certains acteurs ont pu le demander.

6.2.8 Modalités transitoires avant le 1er janvier 2021

Suite à une remarque d'EDF, dans la mesure où le format de la liste des EDA agréées en RRRC n'est pas exactement le même entre le contrat RR-RC 2020 et les règles RR-RC, RTE a revu et précisé sa proposition concernant la transition entre le contrat RR-RC et les règles RR-RC en matière d'agrément (article 6.3 des règles). Ainsi, RTE propose qu'avant le 15 décembre de l'année 2020, les acteurs déclarent à RTE les caractéristiques d'agrément souhaitées pour le 1er janvier 2021 pour chaque EDA figurant dans l'annexe 3 (liste des EDA agréées) de leur contrat RR-RC. S'ils souhaitent ajouter à cette liste de nouvelles EDA, il leur faudra toutefois remplir l'annexe 4 des règles RR-RC (annexe relative à une demande d'agrément) pour chaque nouvelle EDA à ajouter à leur périmètre d'EDA agréées.

6.3 Observabilité des capacités agréées

6.3.1 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.

6.3.2 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.

6.3.3 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 dans la mesure où aucun acteur n'a souhaité bénéficier de ces modalités.

RTE propose de reconduire cette expérimentation dans les règles RR-RC. Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants à la consultation.

6.3.4 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 dès lors que l'EDA est agréée.

Dans la mesure où l'agrément se fait désormais sur une base déclarative, l'acteur n'a pas d'incertitude quant au résultat de la procédure d'agrément et peut donc anticiper la mise à disposition du service d'observabilité pour que celui-ci soit prêt dès que l'EDA est agréée.

En cas de non-respect cette obligation, RTE propose que l'acteur puisse proposer à RTE un échéancier n'excédant pas trois mois pour se conformer avec son obligation. A l'issue de cette période, si l'EDA concernée n'est toujours pas observable, son agrément sera suspendu.

Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants à la consultation.

6.3.5 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).

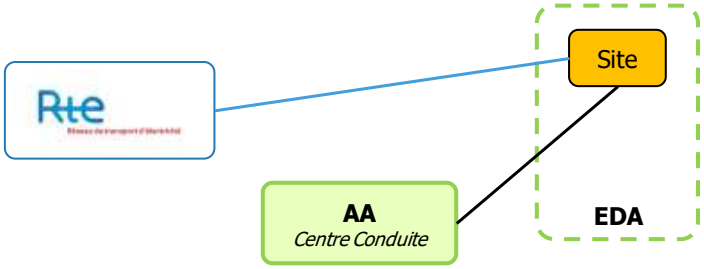
6.3.6 Identification des configurations possibles pour les EDA et obligation

correspondante

6.3.6.1 Légende

	Réseau de télécomunication RTE
	Site raccordé sur le RPT ou le RPD
	Périmètre d'une EDA
	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

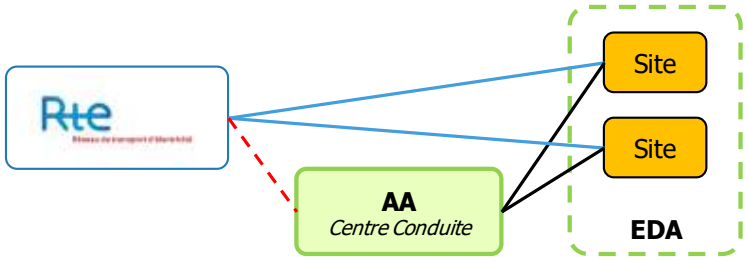
6.3.6.2 EDA mono-site point d'injection ou (exclusif) soutirage raccordée sur le RPT (cas 1)



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.

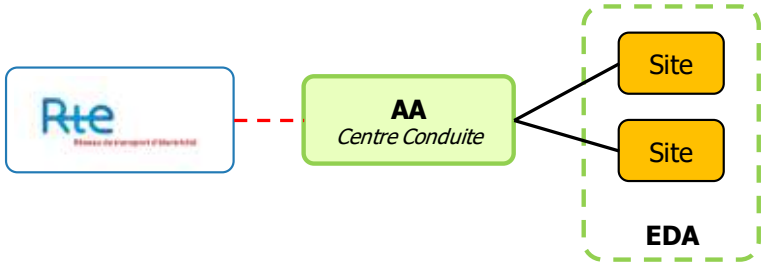
RTE ne prévoit donc pas d'obligation supplémentaire pour l'observabilité dans le cadre de cet appel d'offres.

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



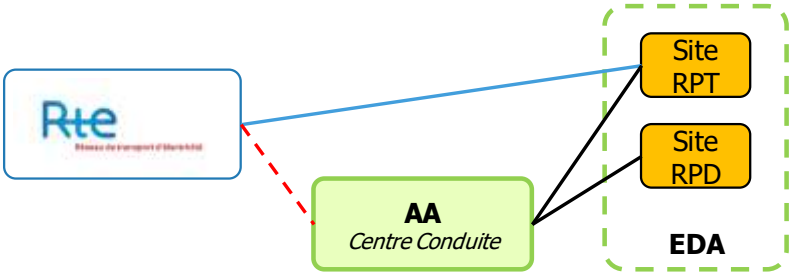
Les données agrégées des sites constituant une EDA devront être transmises à RTE par l'intermédiaire du centre de conduite de l'acteur d'ajustement. Le protocole de communication sera celui mentionné au §6.3.5.

6.3.6.4 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 §6.3.5.

6.3.6.5 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 §6.3.5.

6.3.6.6 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)*

6.4 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.

RTE avait précisé lors de la consultation sur l'appel d'offre journalier 2020 qu'au regard des délais prévus pour la mise en œuvre de cette disposition (i.e. notification de la demande en J-15), cette disposition ne s'applique qu'à des engagements obtenus par le biais de l'appel d'offres annuel.

Dans la mesure où RTE propose de supprimer la justification technique pour la modification des engagements initiaux de l'acteur et dans la mesure où RTE considère que les nouvelles modalités d'agrément devraient permettre à un acteur de disposer de davantage de capacités agréées, RTE propose de supprimer ces dispositions relatives à l'organisation d'essais. Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarque de la part des répondants à la consultation.