Orientations relatives aux évolutions de l’appel d’offre flexibilités pour lever des contraintes réseau sur le RPT

Appel à contribution du 30 septembre au 07 novembre

Table des matières

Partie 1 – exposé des motifs 3

Contexte et cadre réglementaire applicables 3

Objet de l'appel à contributions 3

Principe général de l'appel d'offre flexibilités RTE 4

Appel d'offre expérimental de Perquie 5

Documents publiés pour le projet expérimental de Perquie 5

Contraintes de fonctionnement associées 5

Rémunération 6

Evolutions envisagées pour le nouvel appel d'offre 6

Dispositions reconduites 6

Evolutions envisagées 7

Planning provisoire 7

Partie 2 – Evolutions envisagées par RTE et questions associées 7

Modalités d'activation et défaillance : évolution dans un soucis de simplification 7

Contrôle du réalisé 9

Cas d'une activation en temps réel par NAZA, ou d'une activation en amont et en temps réel sur un même pas de temps 9

Cas d'une activation en amont 12

Fiabilité accrue du service de gestion de congestions 12

Volume de service à atteindre 12

Dimensionnement de l'installation et atteinte du volume contractualisé 13

Pénalisation du volume défaillant 14

Simplification des cahiers des charges en vue de l'industrialisation des AO flex 17

Solutions techniques : comment élargir la gamme de moyens candidats aux AO flex ? 18

Conclusion 18

Partie 1 – exposé des motifs

Contexte et cadre réglementaire applicables

Dans sa Délibération du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019, la Commission de Régulation de l'Energie (ci-après « CRE ») a demandé à RTE « de considérer plus systématiquement les solutions de flexibilités émergentes, en lieu et place des investissements de réseaux, lorsque celles-ci peuvent apporter une solution techniquement adaptée et économique aux problématiques rencontrées ou anticipées sur le réseau ».

La CRE a relevé que le « le stockage pourrait devenir une solution compétitive dans certaines situations, y compris pour la gestion de congestions de réseau. » et considéré que « RTE doit continuer d'analyser l'apport du stockage et intégrer à ses analyses de réseau le recours aux flexibilités ».

Le cadre d'un appel d'offres pilote visant à expérimenter le déploiement de telles solutions pour gérer des contraintes sur son réseau a ainsi été concerté en 2021-2022.

Après avoir lancé en 2021 un recensement d'intérêt sur 4 zones potentielles de profils différents (contrainte réseau d'origine photovoltaïque, éolienne, mixte, etc.), RTE a finalement retenu la zone de Perquie dans les Landes pour le premier AO expérimental.

Cet appel d'offre visait à rémunérer sur une période pluriannuelle la réservation d'une capacité de flexibilité en soutirage et son activation, dès lors que cette flexibilité constitue une solution permettant de reporter ou d'éviter une adaptation du RPT. Cette réservation porte sur une capacité pouvant être activée en temps réel pour limiter les congestions sur le RPT résultant de contraintes de production. Ainsi, l'activation de la capacité consiste à augmenter le soutirage de puissance sur le RPT sur une zone permettant d'influencer la contrainte concernée.

Suite à l'attribution de ce premier appel d'offre, la CRE a donné un calendrier pour le lancement de nouveaux appels d'offre dans la Délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB). Le régulateur y a fixé une régulation incitative pour la période 2025-2028. Celle-ci prévoit la concertation d'un nouveau cadre pour le dispositif, et fixe une cible de de 4 AO publiés d'ici mi-2029 dont 2 d'ici mi-2027 dans son article 2.7.3.2.1.

Objet de l'appel à contributions

Afin de soutenir le déploiement rapide de nouveaux actifs et les besoins croissant de développement ou de réhabilitation du réseau, les gestionnaires de réseau poursuivent leur recherche de nouvelles solutions pour accompagner cette transition et exploiter au mieux leurs réseaux. Plusieurs dispositifs existent déjà, ou sont en cours de

concertation, tels que le portail flexibilités dont les règles sont concertées par RTE et Enedis au sein du GT Flexibilités réseau RPT et RPD, les gabarits actuellement en concertation au sein de la Commission d'accès au réseau, ou encore l'Appel d'offre flexibilités RPD utilisé depuis plusieurs années par Enedis.

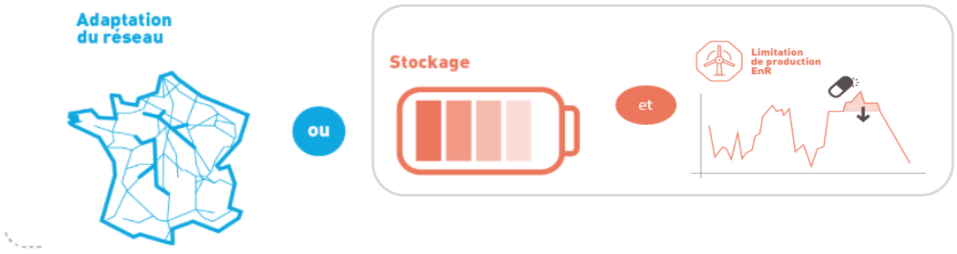
Le présent appel à contribution est quant à lui la suite des travaux menés en 2021-2022 au sein du GT stockage, et visent à passer d'un cadre expérimental à un cadre plus pérenne d'un service de gestion de congestions RPT.

Les travaux menés au sein du GT stockage ont abouti au lancement en 2022 de l'appel d'offre expérimental de Perquie. Ils ont permis de fournir un cadre à cette expérimentation devant permettre à RTE d'acquérir une première expérience de ce service de gestion des congestions RPT via des moyens de flexibilité, pour pouvoir ensuite affiner les règles et généraliser cette Appel d'Offre à de nouvelles zones. En effet, dans un contexte de transition énergétique et de fort développement des EnR, de nouvelles zones pertinentes pour un appel d'offre flexibilité pourraient émerger dans les années à venir.

Fort du retour d'expérience de ce premier appel d'offre et disposant d'une meilleure visibilité sur les évolutions de réseau et du système électrique attendues dans les années à venir, RTE doit maintenant faire évoluer le cadre expérimental existant pour permettre le lancement de nouveaux appels d'offre plus adaptés à ses. L'objectif de cet appel à contributions est de recueillir l'avis des différents acteurs du marché sur le cadre à venir.

Principe général de l'appel d'offre flexibilités RTE

L'appel d'offre Flexibilités vise à remplacer (ou reporter) un investissement sur le réseau électrique en utilisant à la place un dispositif de flexibilité qui permet de réduire le volume de congestions. Les solutions flexibilité proposées par les candidats ne sont généralement pas en mesure de lever l'ensemble de la contrainte de la zone, et le surplus d'énergie restant doit donc être écrêté sur les parcs de productions proches. Dans une logique d'optimum économique pour la collectivité, RTE réalise donc un bilan financier entre d'une part un investissement sur le réseau, et d'autre part un mélange entre soutirage de la batterie lauréate de l'AO et écrêtement de la production.



Appel d'offre expérimental de Perquie

Nous exposerons dans ce paragraphe les principaux aspects de l'Appel d'offre flexibilité de Perquie. Cela vise à aider les répondants à nous faire un retour en faisant une synthèse du cadre appliqué pour l'AO expérimental.

Après avoir examiné quatre sites différents et les recensements d'intérêt associés, RTE a choisi en 2022 de s'orienter vers la zone de Perquie dans le département des Landes pour son appel d'offre expérimental. Cet appel d'offre a été accompagné d'une publication sur le portail services de RTE : Flexibilités : valorisez vos services pour la gestion des congestions réseau. Elle donne une description détaillée du service attendu ainsi que le cadre contractuel de l'appel d'offre et les données associées.

L'appel d'offre expérimental de Perquie s'adressait aux stockeurs. Le titulaire de l'appel d'offre s'engage à raccorder une batterie sur l'un des postes identifiés dans la zone. Une fois la batterie raccordée, le titulaire fournit un service de soutirage sur envoi d'un ordre par un automate de RTE. En effet, la zone de Perquie est saturée en raison du niveau important de production sur la zone, et RTE a donc besoin que la batterie soutire au moment opportun pour réduire la congestion. Aucun service en injection n'est prévu, ce qui signifie que RTE ne peut pas exiger du lauréat qu'il injecte l'énergie emmagasinée à un moment précis. Le dimensionnement de la batterie est laissé à la main du lauréat, et il fait partie des données à fournir dans la réponse à l'appel d'offre.

A l'issue de l'appel d'offre, RTE a réalisé un bilan financier de chacune des solutions proposées par les candidats en fonction de la taille de la batterie, du volume que l'acteur s'engage à soutirer sur une saison et du prix demandé.

Documents publiés pour le projet expérimental de Perquie

Un appel d'offre flexibilités a été publié puis attribué pour la zone de Perquie dans les Landes. Le Contrat de l'AO flexibilités - Perquie est disponible en ligne. Il est complété par un Cahier des charges qui décrit en détail le service attendu et qui donne des informations utiles à la constitution des offres des candidats.

Ces documents sont spécifiques à l'AO expérimental de Perquie publié en 2022. Dans un contexte de développement de ce dispositif, RTE envisage d'en modifier la structure ou certains points de fonctionnement.

Contraintes de fonctionnement associées

L'activation du service à Perquie se fait par l'envoi d'un tunnel de consigne par un automate réseau. Par exemple, si RTE détecte une congestion de 10MW sur la zone, il peut demander à la batterie de soutirer entre 10MW et 12MW. En cas de défaillance, l'acteur peut être pénalisé dans des conditions fixées par le contrat.

L'acteur doit se raccorder sur l'un des postes du RPT identifié par RTE. Ce raccordement est associé à des limitations de fonctionnement, la zone étant saturée. Pour son raccordement au RPT, le lauréat de l'AO bénéficiera donc d'une Offre de Raccordement Optimisée (ORO). Le nombre d'heures de limitations à attendre et la profondeur ce ces limitations sont fonctions de la puissance de la batterie, et sont fournies dans le cahier des charges.

Des dispositions particulières s'appliquent en cas d'interruption du contrat à l'initiative du Titulaire. Lorsque le lauréat se retire après la signature du contrat, il occasionne des coûts chez RTE. En effet, RTE devra alors lancer des travaux de renforcement, et subira des coûts de congestion plus élevés sur la zone en attendant. L'acteur est donc pénalisé en cas de résiliation du contrat, et ce même si cette résiliation intervient avant la mise en service de la batterie. Il fournit également une garantie à RTE, qui s'assure ainsi contre un risque d'abandon.

Rémunération

La rémunération du service comporte une part fixe de réservation de capacité et une part variable à l'activation. Les montants de cette part fixe et de cette part variable sont fixés par les candidats dans leur réponse à l'appel d'offre.

L'acteur est libre de participer à d'autres mécanismes de marchés quand il ne gère pas les congestions, à conditions de respecter ses limitations.

Evolutions envisagées pour le nouvel appel d'offre

Dispositions reconduites

Sauf mention contraire, les dispositions de l'Appel d'offre expérimental de Perquie seront reconduites pour les prochains AO. Nous invitons les acteurs à se reporter au contrat et cahier des charges de l'AO flex Perquie pour de plus amples détails. Ainsi, RTE n'envisage pas de modifier les éléments suivants :

- processus de sélection du candidat
- structure générale du contrat et du cahier des charges
- exigences techniques de l'installation
- service rendu en soutirage et non en injection
- activation par un automate réseau envoyant un tunnel de consignes
- principes généraux de facturation
- etc.

Si des évolutions doivent intervenir dans ces domaines, elles découleront des propositions d'évolutions plus importantes évoquées dans cet appel à contribution et leur ampleur sera limitée.

Evolutions envisagées

Planning provisoire

29 septembre – GT de lancement

30 septembre au 7 novembre - appel à contribution

Février 2026 GT de lancement de la concertation

Mars 2026 second GT de concertation

Mars - avril 2026 – consultation des acteurs

T1 2027 entrée en vigueur des nouvelles règles

T2 2027 publication de deux appels d'offre, conformément à la régulation incitative

Partie 2 – Evolutions envisagées par RTE et questions associées

RTE souhaite s'appuyer sur le travail effectué pour la construction de l'AO flex expérimental. Cela permettra de capitaliser sur le travail effectué en 2021 et 2022, à la fois pour RTE et pour les acteurs de marché ayant participé à la concertation. RTE envisage de conserver le cadre de cet appel d'offre Perquie, sauf en ce qui concerne les évolutions et modifications abordées dans cette partie.

Concernant les évolutions proposées, l'objectif de RTE est double.

- D'une part, RTE fait le constat d'une certaine complexité des règles de cet appel d'offre. Il souhaite simplifier certaines règles de fonctionnement afin d'améliorer la transparence et de faciliter la compréhension par les candidats.
- D'autre part, le gestionnaire de réseau souhaite renforcer la fiabilité du service. Dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables et d'exploitation du système en pleine évolution, RTE a le souci de maintenir sa qualité de service. Pour cela, il a besoin que la fiabilité du service de l'AO flex soit renforcée afin que les équipes d'exploitation puissent pleinement compter sur ce dispositif et l'intégrer au mieux dans leurs outils d'exploitation du réseau.

Modalités d'activation et défaillance : évolution dans un soucis de simplification

Synthèse de la partie

RTE fait face à un contexte d'exploitation en évolution. Le développement de la production renouvelable pousse RTE à prendre le plus de mesures d'équilibrage possibles en amont, afin de ne laisser au temps réel que les décisions qui ne peuvent pas être anticipées. Ce contexte pousse RTE à adapter l'appel d'offre flexibilité. Il doit désormais être industrialisé et être donc pleinement cohérent avec les évolutions à venir pour exploiter au mieux le réseau dans les années à venir.

RTE propose de définir deux types d'activation pour le service de gestion des congestions de l'appel d'offre flexibilités :

i) Activation en temps réel via un automate réseau. Ce mode d'activation existe déjà dans l'appel d'offre expérimental de Perquie, où il est le seul prévu.
ii) Activation en amont. Ce mode d'activation n'existe pas aujourd'hui dans l'appel d'offre flexibilité expérimental Perquie mais permettra dans ce cas d'exploiter ce service de gestion de congestion en pleine cohérence avec les autres dispositifs de conduite du réseau, notamment les écrêtements d'EnR qui peuvent également être décidés en amont.

En application des règles de marchés en vigueur, pour :

(i) Les activations du service de flexibilité en puissance active (soutirage) décidées en proche temps réel ou en temps réel le Périmètre d'Equilibre (PE) du Responsables d'Equilibre (RE) est corrigé, ainsi l'énergie soutirée n'a pas à avoir été achetée sur les marchés ;
(ii) Les activations du service de flexibilité en puissance active (soutirage) prises suffisamment en amont, le RE est en charge de rééquilibrer son périmètre[1], l'énergie soutirée est dans ce cas achetée sur les marchés.

Pour cela, RTE envisage de laisser à l'acteur la possibilité de demander deux primes variables différentes visant à couvrir ces deux cas de figure. La première prime couvrirait les cas d'activation sans correction du PE, la seconde les cas avec correction du PE. RTE envisage également de modifier l'interdiction faite de proposer des primes variables négatives présente dans les modalités de l'appel d'offre expérimental de Perquie. Une limite inférieure continuerait d'exister pour la prime variable. Elle ne serait plus de 0€/MWh, mais prendrait une valeur strictement négative qui reste à déterminer. L'acteur serait donc libre -s'il le souhaite- de restituer à RTE une partie du gain de « soutirage gratuit » permis par la correction du PE.

Questions associées

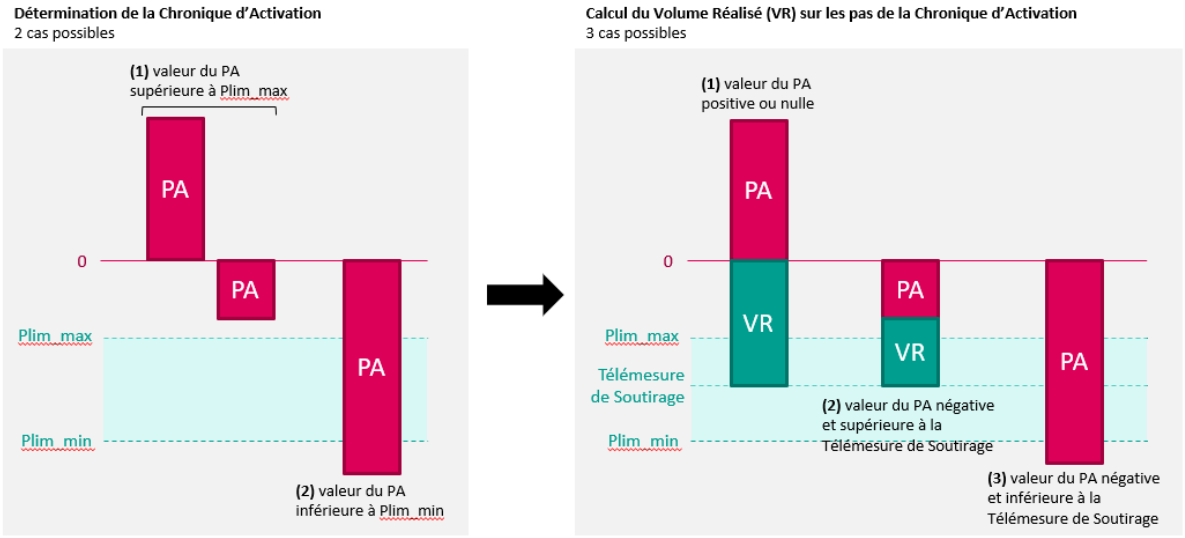
1- Quelles modifications de design ou d'information proposez-vous pour accompagner cette évolution ? Pouvez-vous justifier ce besoin ?
2- Que pensez-vous de la proposition de RTE d'instaurer deux primes à l'activation (en €/MWh) pour répondre à cette évolution ?
3- L'autorisation donnée aux acteurs de proposer des primes variables négatives dans les Appels d'offre, dans la limite d'une certaine valeur à ne pas dépasser, vous

[1] La limite temporelle pour la correction des périmètres d'équilibres des acteurs est actuellement de J-2 pour les producteurs renouvelables. Cette limite pour les stockeurs n'est pas encore fixée et sera décidée dans la concertation stockage à venir.

semble-t-elle un bon moyen pour refléter au mieux les coûts supportés par les opérateurs de service ?

Contrôle du réalisé

Le système de contrôle du réalisé prévu dans l'AO Perquie prévoit trois cas différents en fonction de la valeur du programme d'appel. Selon la valeur du programme d'appel au moment de l'activation, le volume réalisé est comptabilisé différemment. Les trois cas sont résumés sur le schéma ci-dessous.



Du point de vue de RTE, cela crée des difficultés d'implémentation sans apporter d'avantage significatif en termes d'efficacité. Du point de vue des acteurs cela réduit la lisibilité du dispositif pour les candidats et complexifie le suivi au cours de la période d'engagement pour les titulaires.

Dans un objectif de simplification et de lisibilité pour les deux parties, est-il envisageable d'imaginer un volume réalisé égal à la télémesure de l'acteur, indépendamment de son programme d'appel ? Le volume réalisé ou défaillant dépendrait uniquement de la télémesure de soutirage, indépendamment du programme d'appel initial.

Cas d'une activation en temps réel par NAZA, ou d'une activation en amont et en temps réel sur un même pas de temps

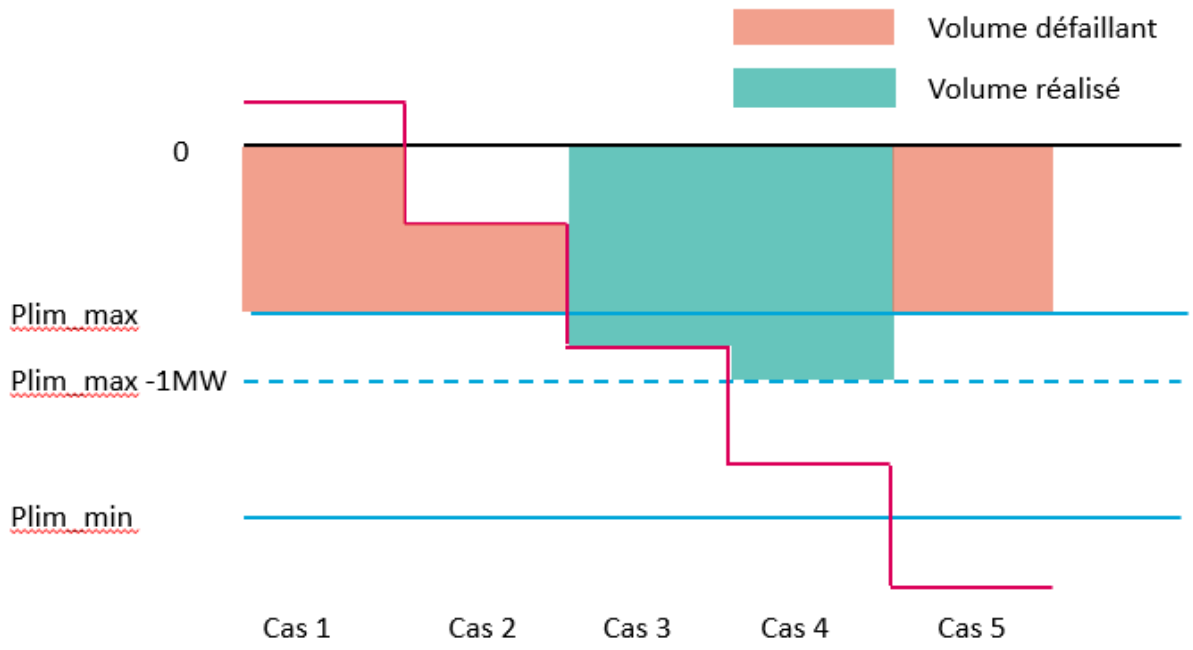
Les règles d'activation sont légèrement revues. RTE envoie toujours un tunnel de consigne à l'acteur [Plim_min ; Plim_max], comme dans le cas de Perquie. Dans le cas d'une activation du service de flexibilité en puissance active, ces valeurs sont négatives car elles reflètent des valeurs de soutirage (les valeurs positives correspondent à des injections). L'acteur doit normalement se trouver entre les deux valeurs à tout moment.

Toutefois, ces valeurs expriment pour RTE les possibilités de fonctionnement de la batterie. Elles forment la plupart du temps un intervalle relativement large.

Le service flexibilité de puissance active est activé à partir du moment où Plim_max prend une valeur strictement négative. Cela signifie que RTE demande au lauréat de l'AO de soutirer, et ne lui laisse pas la possibilité de se mettre à 0MW. Tant que cela n'est pas le cas, les consignes que RTE passe sont considérées comme des limitations (ou demandes de réduction de puissance active, réduction de l'injection ou réduction du soutirage).

Plim_max correspond à la valeur suffisante pour lever la congestion sur le RPT. RTE n'a pas directement intérêt à ce que l'acteur soutire davantage. Cela reviendrait à épuiser rapidement son stock disponible, sans apporter de bénéfice supplémentaire puisque Plim_max suffit à lever la congestion.

RTE propose donc de considérer que RTE demande à l'acteur de manière implicite de se placer le plus proche possible de Plim_max lorsque le service de gestion des congestions est activé. Le système suivant est donc envisagé : l'acteur est rémunéré sur le volume soutiré jusqu'à -1MW sous cette consigne. L'acteur peut s'il le souhaite soutirer davantage, tant qu'il reste dans l'intervalle de consigne [Plim_min ; Plim_max], car il ne met pas en danger le réseau. Mais le volume supplémentaire soutiré ne correspond pas à une action dans l'intérêt de RTE, qui ne le comptabilisera donc pas comme un volume réalisé. L'acteur pourra néanmoins soutirer, par exemple s'il juge le prix de l'énergie avantageux à ce moment.



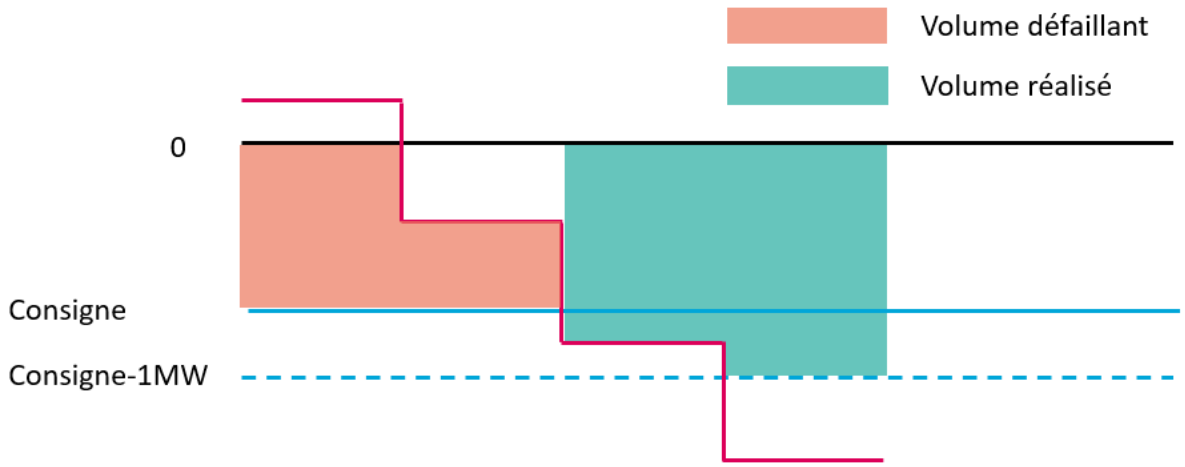
5 cas de figure sont envisageables concernant la réponse du titulaire à l'envoi d'un tunnel de consigne par RTE, selon la position de la courbe de charge (donnée issue de la télémesure) par rapport au tunnel de consigne envoyé par l'automate. Ils sont représentés sur le graphe ci-dessus. Voici ce que propose RTE concernant chacun d'entre eux :

- **Cas 1** : la batterie injecte, en réponse à une demande de soutirage de RTE. L'acteur est donc défaillant. Le volume défaillant est égal au volume minimum que RTE lui avait demandé de soutirer. A noter qu'au moment d'une activation le client a de forte chance de se retrouver déjà sous l'effet d'une limitation, et il aura donc eu le temps de modifier son fonctionnement pour s'assurer de ne pas injecter. Ce cas de figure est a priori plutôt exceptionnel. Il est également problématique du point de vue de RTE car il aggrave la contrainte. Ce cas n'est donc pas censé apparaître en pratique et expose l'acteur à d'autres actions de la part de RTE.
- **Cas 2** : la batterie soutire, mais pas suffisamment pour atteindre le seuil fixé par RTE. Dans ce cas l'acteur est aussi défaillant. Néanmoins, considérant qu'une partie du soutirage demandé a été rendue, on ne compte pas l'intégralité du soutirage demandé comme défaillant. Le soutirage effectué n'étant pas considéré comme « volume réalisé », il ne fait pas l'objet d'une rémunération de la part de RTE, ou d'une correction de PE si l'activation est en temps réel.
- **Cas 3** : le service est bien rendu, RTE prend donc le niveau de la télémesure comme référence, et rémunère la totalité du soutirage. Le périmètre d'équilibre est complètement corrigé si l'activation a eu lieu en temps réel.
- **Cas 4** : l'acteur s'est placé au-delà du besoin de RTE, défini par Plim_max-1MW. Ce mode de fonctionnement lève en pratique la contrainte, et le service est donc rendu. Toutefois, l'acteur étant allé au-delà du besoin de RTE, il n'est rémunéré que jusqu'à la borne Plim_max-1MW de la consigne de RTE. Le volume au-delà n'est pas rémunéré. Le traitement est identique pour la correction du PE en cas d'activation en temps réel.
- **Cas 5** : L'acteur s'est placé au-delà du tunnel de fonctionnement prescrit par RTE. Il crée donc une contrainte en sens inverse de la contrainte initiale. Ce cas se rapproche donc du Cas 1, l'acteur crée une contrainte, ou aggrave une contrainte existante. Il n'est pas censé adopter ce type de comportement, et un volume défaillant est comptabilité. Ce cas n'est donc pas censé apparaître en pratique et expose l'acteur à d'autres actions de la part de RTE.

En cas de simultanéité d'activation par un ordre amont et d'un ordre temps réel envoyé par NAZA, le tunnel [Plim_min ; Plim_max] tiendra compte de l'ordre passé en amont, et les modalités appliquées seront donc les mêmes.

Cas d'une activation en amont

Les activations en amont ne font pas l'objet d'un tunnel de consigne passé par un automate. Il s'agit plutôt d'une valeur de consigne, qui est envoyée au titulaire par le dispatching et qui lui demande de tenir une consigne sur un certain pas de temps. En repartant du cas de figure précédent, RTE propose au titulaire de l'AO de se place juste en dessous de la consigne. S'il se place au-delà, il ne met pas en danger le réseau, mais rend un service qui n'intéresse pas RTE et n'est donc pas rémunéré pour cela.



4- Que pensez-vous de proposer pour ce système un volume réalisé basé sur la télémesure de soutirage, indépendamment du programme d'appel de l'acteur ?

Fiabilité accrue du service de gestion de congestions

Volume de service à atteindre

Synthèse de la partie

RTE a recours aux Appels d'Offres flexibilité dans le but d'éviter ou de reporter un investissement prévu sur le réseau. Ces appels d'offres visent donc à donner à l'exploitation de RTE des outils supplémentaires pour gérer une zone saturée sur laquelle RTE a renoncé, au moins temporairement, à des travaux de développement.

Dans un contexte d'exploitation de plus en plus difficile, le développement de réseau offre pour RTE des outils de pilotage très fiables. En effet, la disponibilité d'un ouvrage électrique est proche de 100% sur toute sa durée de vie. Le réseau de transport étant par ailleurs opéré par RTE, cela réduit beaucoup le risque de défaillance imprévue d'un ouvrage.

Or dans l'appel d'offre expérimental de Perquie, le volume de service à atteindre par le titulaire est défini comme le minimum entre le volume d'engagement déterminé par l'acteur et 80% du volume théorique. Le volume théorique est défini comme le volume

de service rendu par une batterie parfaite de mêmes caractéristiques que celles du titulaire, et intégralement dédiée au service et ne faisant aucun autre arbitrage. Le volume défaillant est ensuite défini comme suit :

Volume défaillant = Min(Vengagement ; 80% Vthéorique) – Vréalisé

RTE fait le constat que cet engagement est aujourd'hui trop faible pour répondre à ses besoins d'exploitation. A titre d'exemple sur une saison de forte activation, le seuil à atteindre sera probablement fixé par le terme des 80% du volume théorique. Cela signifie pour RTE que le risque de voir l'acteur ne pas répondre (ou répondre partiellement) à une activation sans être pénalisé est élevé. Or, pour compenser cette possible défaillance, RTE devra sur solliciter d'autres clients GRT et GRD en limitations ce qui désoptimise le fonctionnement et réduit l'économie générée.

RTE souhaite donc renforcer la fiabilité de service attendu du titulaire de l'appel d'offre flexibilité. Cela signifie notamment que le seuil de fixation des pénalités doit être revu, pour atteindre une incitation à répondre dans 100% des cas. Cette évolution semble cohérente avec le souhait de RTE de passer le plus d'ordre possible en amont du temps réel. Avec une visibilité accrue sur les activations demandées par RTE, l'opérateur de la batterie pourra lui aussi anticiper certaines actions, ce qui facilitera le service à rendre.

RTE souhaite repréciser ici que le volume à atteindre est bien le « volume théorique », c'est-à-dire le nombre de MWh qu'une batterie idéale ayant la même puissance et le même stock sur lesquels le client s'engage pour sa batterie. Dans la plupart des cas, cette batterie ne permettra pas de lever la totalité de la contrainte. RTE ne demande donc pas que le titulaire de la batterie rende le même service qu'un ouvrage, mais simplement qu'il réponde présent dans la limite de ses capacités à chaque fois que RTE lui envoie un ordre d'activation.

Questions associées

5- Quelles sont vos propositions pour permettre à RTE de renforcer la fiabilité du service ? Quelles règles de fonctionnement suggérez-vous d'adopter pour s'assurer d'un service rendu proche de 100% ?

Dimensionnement de l'installation et atteinte du volume contractualisé

Synthèse de la partie

Afin de pouvoir atteindre ce niveau de service, l'un des pistes pourrait être que l'opérateur de la batterie surdimensionne son installation par rapport à l'engagement qu'il prend vis-à-vis de RTE. Le surdimensionnement nécessaire est à déterminer par l'acteur en fonction des exigences techniques de son installation et de l'exploitation qu'il envisage pour celui-ci. RTE ne se basera que sur l'engagement en puissance et en énergie pris par l'acteur pour la gestion de congestion pour valoriser et interclasser les offres. RTE tient néanmoins à souligner que ce surdimensionnement sera soumis à

l'ensemble dès règles relatives au raccordement, et que les candidats devront respecter notamment les tensions de raccordement de référence dans leurs réponses.

Par exemple un acteur proposant à RTE un engagement de 40MW et 90MWh pour la gestion de congestions sera peut-être amené à installer une batterie de 50MW et 100MWh, s'il envisage de mettre hors tension un caisson de 10MW sur une base régulière pour des raisons de maintenance, ou si l'exploitation envisagée pour son site laisse un risque d'avoir un stock de 10MWh en début de journée. Néanmoins RTE ne considérera que les 40MW et les 90MWh contractualisés pour valoriser et interclasser les offres, le surdimensionnement restant transparent du point de vue de ce service.

6- Comment RTE peut-il accompagner les acteurs pour surdimensionner au mieux leur installation ? Certaines informations seraient-elles utiles à fournir dans le cahier des charges ?

Pénalisation du volume défaillant

Synthèse de la partie

Dans la continuité de cette demande d'évolution visant à s'assurer que l'acteur répondra à 100% des activations, RTE doit s'assurer que le titulaire ne pourra pas se retrouver en situation de devoir arbitrer entre le service de congestion et d'autres services.

L'article 7.3.2.1.2 du contrat indique la formule de calcul des pénalités suivante en cas de défaillance de l'acteur.

$$Pénalité = min\left(\left(\frac{Prime_{fixe}}{VE_{période}} + 35\% \times \max(PME_{moyen}\,;0)\right) \times V_d \;;\; Prime_{fixe} + VE_{période} \times Prix_{activation}\right)$$

Le second terme apporte un plafond théorique aux pénalités par saison. Il correspond à ce qu'aurait touché l'acteur en rémunération en atteignant son niveau d'engagement. En pratique, c'est la plupart du temps le premier terme de ce « minimum » qui est dimensionnant. Le principe de la pénalité de l'AO flex Perquie est le suivant :

- La prime fixe rémunère l'engagement de l'acteur. Elle est donc « reprise » au prorata de la défaillance de l'acteur.
- La défaillance de l'acteur a engendré un surcoût de gestion de la congestion. La pénalité est indexée à ce coût : le PME (Prix Marginal d'Equilibrage) moyenné sur les heures en congestion. En cas de PME négatif RTE ne rend pas d'argent à l'acteur défaillant, et prend donc un prix à 0€/MWh.

Ainsi chaque MWh défaillant est pénalisé comme suit :

$$\frac{Prime\ fixe\ (6mois)}{V\ engagement\ (6mois)} + 35\% * max\ (PME\ moyen\ ;\ 0)$$

Les pénalités ne peuvent d'ailleurs pas dépasser un certain montant indiqué dans le contrat.

Ce système est en pratique assez peu pénalisant. Il ne s'intéresse qu'au coût de congestion créé chez RTE par le défaut de l'acteur. RTE doit passer un ordre pour rééquilibrer le système (qui comptait sur la batterie). Cet ordre de rééquilibrage est valorisé au PME, et le coût est partagé entre l'acteur qui en supporte 35% et la collectivité qui en supporte 65% via le TURPE HTB.

Ce système semble aujourd'hui peu dissuasif. Non seulement l'acteur ne supporte que 35% du coût direct de sa défaillance, mais cela lui laisse de nombreuses situations dans lesquelles il peut être plus intéressant pour lui d'arbitrer en faveur d'un autre service, d'autant plus que le cout de la pénalité est relativement prédictible. Il peut être plus intéressant financièrement pour lui de ne pas répondre à l'ordre de RTE pour préserver le stock de sa batterie, et donc ses marges de manœuvres futures. Cela pourrait d'ailleurs être renforcé pour les activations amont, qui demandent à l'acteur de se rééquilibrer. Ainsi si RTE demande à l'acteur de s'activer en amont lors d'un épisode de prix élevé (au-dessus de la prime variable), l'acteur pourrait considérer qu'il perd de l'argent lors de l'activation.

RTE propose donc de pénaliser l'acteur en retenant un prix par MW égal au maximum entre :

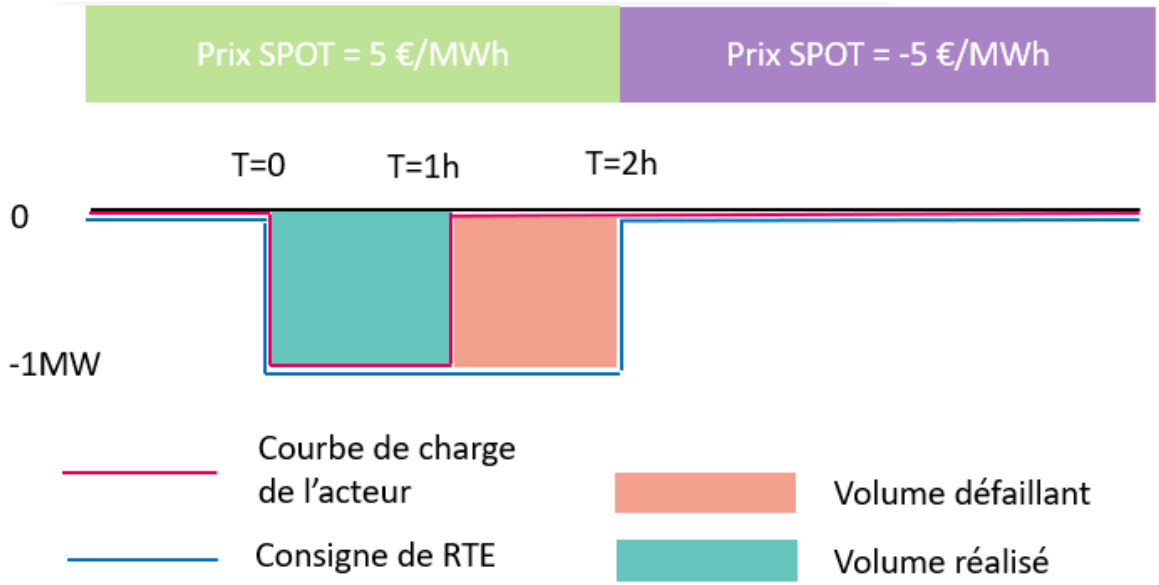
- le PME sur la plage où il est défaillant, afin de s'assurer que l'acteur couvre bien le coût de la congestion
- le gain possible pour l'acteur s'il cherche à se valoriser ailleurs plutôt que de répondre au service. 1MWh non soutiré pour gérer les congestions peut être valorisé soit au spot, soit en aFRR. RTE considère donc que le gain possible est (prix spot au moment de la défaillance – prime variable) - Prix spot min sur la journée

Pénalité par MWh défaillant = $\frac{\textit{Prime fixe (mois)}}{V\ théorique\ (mois)}$ + max [PME sur le pas horaire défaillant ; (prix spot au moment de la défaillance – prime variable) - Prix spot min sur la journée]

Une pénalité forfaitaire si RTE constate un arbitrage en faveur du MA ou de l'aFRR (dépôt d'une offre à la hausee) dont le montant sera concerté ultérieurement.

Exemple sur un cas simplifié :

Supposons que RTE envoie un ordre d'activation, demandant au titulaire de l'AO se soutirer 1MW pendant 2h. L'acteur répond initialement correctement à l'ordre, mais au bout d'une heure il cesse de rendre le service et se place à 0MW.



On suppose que

- le prix SPOT est de 5€/MWh lors de l'activation, mais passe plus tard à -5€/MWh (minimum sur la journée).
- le PME est à 2€/MWh lors de l'activation
- la part variable de l'acteur est de 7€/MWh
- la prime fixe est de 10€

L'acteur peut se dire qu'en répondant à l'activation de RTE, il est payé 7€/MWh, mais doit payer un prix SPOT pour se rééquilibrer de 5€/MWh. Il ne gagne donc que 7-5 = 2€ en soutirant 1MWh sur la première heure.

A l'inverse, il peut être tenté d'attendre plus tard dans la journée pour soutirer. Le prix du SPOT doit passer à -5€/MWh. Il n'est certes plus payé par RTE à ce moment-là pour gérer les congestions, mais le même MWh soutiré plus tard lui fera gagner 0 – (-5) = 5€, ce qui représente un gain d'opportunité de 3€ par rapport à la situation précédente. Il pourrait donc choisir délibérément de ne pas répondre à l'activation de RTE, pour soutirer plus tard et gagner plus. C'est ce qu'il fait lors de la deuxième heure d'activation.

Dans ce cas de figure le volume théorique est donc de 2MWh, et le volume défaillant de 1MWh.

Calcul de la pénalité

La pénalité doit donc couvrir a minima le gain possible par l'acteur. On rappelle que :

Pénalité par MWh défaillant = $\frac{Prime\ fixe\ (mois)}{V\ théorique\ (mois)}$ + max [PME sur le pas horaire défaillant ; (prix spot au moment de la défaillance – prime variable) - Prix spot min sur la journée]

Concernant sa prime fixe, la pénalité sera de :

1MWh (volume défaillant) x $\frac{Prime\ fixe\ (mois)}{V\ théorique\ (mois)}$ = 1MWh x 10€ / 2MWh = 5€

Le service n'ayant pas été rendu, on retire une partie de la prime fixe, au prorata de la défaillance.

Concernant le second terme,

Le PME est de 2€/MWh sur la période d'activation.

On a vu juste avant que le gain que l'acteur peut faire en ne rendant pas le service est de (prix spot au moment de la défaillance – prime variable) - Prix spot min sur la journée = 5-7-(-5) = 3€. C'est donc ce second terme qui constituera le « max » de la formule. Grace à ce prix, RTE peut aussi couvrir le cout de la compensation de cette défaillance au MA.

La pénalité complète est donc au total de 8€ = 5€ (prime fixe) + 3€ (=max [PME sur le pas horaire défaillant ; (prix spot au moment de la défaillance – prime variable) - Prix spot min sur la journée]

Elle vient bien annuler le gain espéré par l'acteur en refusant l'activation de RTE, et reprendre une part de la prime fixe correspondant au service non rendu.

Questions associées

7- Le nouveau système de fixation de pénalités imaginé par RTE vous semble-t-il un bon moyen de s'assurer que les titulaires ne mettront pas en danger la sécurité d'approvisionnement de la zone en ne répondant pas aux activations de RTE pour privilégier d'autres modes de fonctionnement plus intéressants économiquement ?

Simplification des cahiers des charges en vue de l'industrialisation des AO flex

Synthèse

La publication d'un appel d'offre flexibilités est associée à un cahier des charges. Celui fourni pour l'appel d'offre expérimental de Perquie est disponible ici : Cahier des charges AO flexibilités - Perquie VF.pdf .

L'écriture de ces cahiers des charges répond à un besoin pour RTE de décrire précisément le service demandé, et pour l'acteur d'obtenir une information suffisante sur les contraintes attendues afin de proposer l'offre la plus adaptée au besoin de RTE. Toutefois, la quantité d'information fournie est importante. Dans un objectif de déployer le dispositif à plusieurs nouvelles zones, RTE souhaiterait simplifier ce cahier des charges, en retirant les informations les moins utiles aux acteurs. Il sera ainsi possible de lancer plus d'AO flex et dans des délais plus rapides.

Questions associées

8- Quelles informations vous semblent indispensables à fournir dans le cahier des charges de l'Appel d'Offre flexibilités ? Pourquoi le sont-elles ?
9- L'usage d'un gabarit tel que celui actuellement concerté par RTE au sein de la CAR vous semble-t-il possible à utiliser dans le cadre d'une Appel d'Offre flexibilités en lieu et place de celui décrit au paragraphe 3.3.2 du cahier des charges actuel ?

Solutions techniques : comment élargir la gamme de moyens candidats aux AO flex ?

Synthèse

RTE s'interroge sur le type d'installation les plus optimales pour répondre à ce type de problèmes. Ainsi, les zones PV comme Perquie connaissent des contraintes potentiellement longues (plus de 4h). RTE se demande dans quelle mesure de développement de batteries de stock plus profond (4h ou plus) pourrait être adapté aux zones saturées par la production PV.

Questions associées

10- Pensez-vous possible de répondre à une telle offre avec une batterie de stock de 4h ou plus ? Quel obstacle pourrait vous en empêcher ?

Conclusion

RTE a souhaité réinterroger certaines dispositions de l'appel d'offre flexibilité afin de permettre à la fois une simplification et une meilleure fiabilité du service. Pour cela il a identifié certains points précis de l'AO flex expérimental qu'il souhaite faire évoluer. Néanmoins, dans un souci de bien tenir compte des exigences techniques de la filière flexibilité, le gestionnaire de réseau et à l'écoute de tous les remarques que pourront lui faire les acteurs.

11- Souhaitez-vous formuler une ou plusieurs remarques qui ne sont pas abordées dans le présent appel à contributions ?