



Réponses aux questions adressées à RTE dans le cadre des recensements d'intérêts des appels d'offres flexibilités expérimentaux

Ce document formalise les réponses de RTE aux questions qui lui ont été soumises dans le cadre du recensement d'intérêt sur les appels d'offres expérimentaux, lancé le 12 janvier 2021.

En préambule, RTE souhaite rappeler que la phase de conception du mécanisme d'appel d'offres expérimental aux flexibilités et du cadre contractuel associés est en cours, et fera l'objet d'une concertation dans le cadre des groupes de travail « GT Stockage » du CURTE. En conséquence, les réponses apportées ici constituent des orientations qui pourront être complétées et/ou amendées ultérieurement, notamment suite à la concertation.

Pour faciliter la lecture, les questions ont été regroupées selon différentes thématiques. Les questions reçues sont indiquées *en italique*, les réponses de RTE sont indiquées **en gras**.

1. [La démarche d'appel d'offres aux flexibilités pour la gestion des congestions](#)

- *La trame de réponse du recensement d'intérêts indique que « La participation à la phase de recensement d'intérêts est facultative et non engageante. ». Nous comprenons donc qu'un acteur ne participant pas à cette phase pourra tout de même répondre à l'appel d'offres sur les zones finalement retenues, pouvez-vous nous le confirmer ?*

Oui, les appels d'offres seront ouverts à tous les acteurs, même ceux n'ayant pas répondu au recensement d'intérêts.

- *Les questions/réponses sont-elles publiées sur le site web RTE ou bien uniquement partagées entre RTE et le candidat potentiel ?*
- *Je comprends que les réponses à l'ensemble des questions seront publiées sur votre site d'ici au 5 février.*

Les questions et réponses associées sont publiées sur le portail service de RTE (page <https://www.services-rte.com/fr/actualites/flexibilites-appels-d-offres-experimentaux-pour-la-gestion-des-congestions.html>), de manière à être accessibles publiquement. La publication de ces réponses, prévue le vendredi 5 février 2021, a effectivement eu lieu le lundi 8 février 2021.

- *Si confirmé, quelles est le calendrier envisagé d'appel d'offre ?*

- *Ce recensement d'intérêt a lieu du 12 Janvier au 19 Février 2021. Pouvez-vous nous indiquer la période envisagée d'émission de l'appel d'offres lui-même (période indicative) ?*

Le lancement des appels d'offres expérimentaux est prévu au quatrième trimestre 2021, pour une attribution visée au premier semestre 2022.

- *Est-ce que d'autres zones pourraient être concernées par ce type d'opportunités à l'avenir ? Quelle sont ces zones ?*

La suite donnée à la démarche d'appels d'offres flexibilités pour la gestion des congestions réseau dépendra du retour d'expérience de cette phase expérimentale. Les zones sur lesquelles porteront, le cas échéant, de futurs appels d'offres, ne sont pas identifiées à date.

2. Cadre contractuel

- *Comment se contractualise ce contrat de flexibilité avec RTE ?*
- *Au-delà de la réservation des capacités, quelles seront les modalités de mise à disposition des offres en énergie ? Via le MA ou par un canal dédié ?*

La contractualisation du service de flexibilité dans le cadre des appels d'offres s'appuiera :

- Pour la réservation de capacité, sur un contrat de réservation de capacité spécifique aux appels d'offres flexibilité, qui fixera notamment l'engagement de service, les conditions de rémunération de la réservation de capacité, les modalités de modification / résiliation de l'engagement de service, les pénalités en cas d'indisponibilité, etc. ;**
- Pour l'activation des flexibilités, sur le mécanisme d'ajustement (MA), et plus particulièrement sur son cadre dérogatoire expérimental pour la gestion des congestions sur le réseau public de transport. Ce cadre permet l'activation de flexibilités par le biais d'un automate, via des dérogations à certaines disposition du MA, notamment celles relatives à l'échéance et au canal de soumission des offres d'ajustement et de leurs conditions d'utilisation (l'offre pouvant ainsi avoir une certaine pérennité dans le temps avec un prix prédéterminé), au seuil minimal de puissance offerte (activation possible d'une offre de moins de 10 MW) et aux utilisations possibles par RTE de l'offre d'ajustement.**

- *Notre compréhension est que la rémunération de la flexibilité comprendrait une part fixe et une part variable. Est-ce bien le cas? Sinon pourriez-vous préciser le mécanisme?*
- *Comment envisagez-vous la répartition des revenus entre la composante de réservation et d'activation?*
- *Quel type de contrat est envisagé entre RTE et l'exploitation de l'installation de stockage ? RTE cherche-t-il à obtenir une proposition commerciale forfaitaire: X k€/ MW / an?*

La rémunération du service de flexibilité sera en effet composée d'une part fixe (€/MW/an) pour la réservation de la capacité, et d'une part variable (€/MWh) liée au volume activé. Le niveau, et donc la répartition entre part fixe et part variable sera fixée librement par les candidats dans les offres commerciales remises lors des appels d'offres. Les conditions de paiement seront précisées lors de la concertation sur le cadre contractuel.

- *Concernant le cadre contractuel associé aux appels d'offres, celui-ci sera fixé en concertation dans le cadre du GT Stockage. La CRE sera-t-elle associée à cette concertation ? Est-il prévu qu'elle valide les trames de contrats au travers d'une délibération ?*

La CRE suit les travaux réalisés par RTE sur l'intégration des flexibilités, et participe généralement au GT stockage au sein duquel sera concerté le cadre contractuel. La décision d'encadrer la trame du contrat applicable aux appels d'offres au travers d'une délibération relève de la CRE, et non de RTE.

- *Pourriez-vous préciser les caractéristiques de l'achat d'énergie pour une installation de stockage qui répondrait à un des besoins en flexibilité, en particulier : Est-il envisagé une adaptation des coûts CSPE/ Taxes/TURPE lors de la consommation d'énergie ?*
- *Est-il envisagé une dérogation sur les coûts du TURPE pour les MWh soutirés du réseau au titre de ce service de flexibilité ?*
- *Comment seront considérés les frais TURPE pour rendre ce service sur une installation de stockage dont la puissance souscrite et les flux énergie sont dimensionnés pour rendre le service de congestion?*

La position de RTE sur ce point sera précisée dans le cadre de la concertation.

- *Une installation de stockage sera-t-elle soumise aux mêmes contraintes de catégorie A-B-C-D que les systèmes actuels, obligeant ainsi une préqualification sur certains marchés (ex: FCR) à partir d'une certaine puissance ? Ceci contraint l'installation à réserver une part de son énergie à ces marchés. Cela impacte alors le dimensionnement de l'installation de stockage.*

Une installation de stockage sera soumise aux mêmes exigences de catégorie que les unités de production à savoir type A, B, C et D. Cette recommandation émane d'un groupe de travail européen dédié au stockage et auquel ont participé plusieurs acteurs en lien avec le stockage (exploitants, constructeurs et gestionnaires de réseau). La participation aux appels d'offres flexibilité n'impliquera pas de dérogation sur les exigences techniques auxquelles doivent répondre les installations de stockage. En revanche, disposer d'une capacité constructive n'implique pas que l'acteur soit appelé en temps réel : ceci dépendra du coût qu'il va affecter à son offre de réserve.

- *Pour les zones de Perquier, Setier et Aubusson, quelle est la structure contractuelle envisagée d'achat / de mise à disposition de l'électricité pendant les périodes de congestion? Pour ces zones quelles seront les structures contractuelles possible de vente d'énergie/service système par l'installation du répondant?*

Pendant les périodes d'activation de la flexibilité, les soutirages / injections seront encadrés par le mécanisme d'ajustement : ils se traduiront par des ajustements à la hausse / à la baisse, au prix d'activation proposé par l'acteur dans sa réponse à l'appel d'offres, et les corrections associées des périmètres d'équilibre.

- *Comment serait réalisée en pratique la programmation et l'appel de l'actif de stockage?*

- *Comment est envisagée la programmation de l'activation des actifs de stockage dans les situations d'activation à réseau complet et sur aléa ?*

La programmation de l'actif de stockage, sous convention technique, se fait conformément à l'article 3 de la section 1 des Règles MA-RE. Il y est entre autre indiqué que le participant à la convention technique doit rejoindre un périmètre de programmation, et que ce périmètre de programmation est constitué d'un unique site de stockage, sauf dérogation accordée par RTE, à la demande du participant. Il est à noter que la convention technique déroge à la nécessité d'envoyer ses performances et contraintes techniques (tel que normalement prévu dans les Règles d'accès au Système d'Information de RTE et à l'utilisation des applications de RTE).

L'appel de l'actif de stockage est réalisé conformément au cadre de la convention technique, et se fait par automate réseau.

- *Est-ce que RTE et ENEDIS peuvent détailler le processus d'appel d'offres envisagé ? Existence d'un plafond / plancher de prix pour la capacité ? Existence d'un plafond, plancher pour l'énergie ? Coexistence avec des offres sur le MA et NEBEF ? Similarité avec un mécanisme déjà en vigueur ?*

Le processus d'appel d'offres aux flexibilités pour la gestion des congestions sur le RPT est porté par RTE, non par Enedis. Il n'est pas prévu *a priori* d'instaurer un plafond ou un plancher de prix pour la réservation de la capacité ou pour l'activation des flexibilités : c'est l'interclassement entre l'ensemble des solutions (flexibilités et adaptation du réseau), sur la base d'un volume prévisionnel d'activation, qui permettra de déterminer quelle est la solution la plus pertinente économiquement.

3. Durée de la contractualisation de la flexibilité

- *Combien de temps va durer cette période expérimentale ? Le dispositif envisagé évoque une réservation de capacité sur « une période pluriannuelle » : quelle fourchette de temps cela recouvre-t-il ? 2 ans, 3 ans, 5 ans ?*
- *Pour combien de temps le projet est-il contractualisé sur le marché des congestions ? (Nos installations de stockage sont dimensionnées pour rester 15 ans sur site)*
- *Quel est le calendrier exact de la mise en place du dispositif pour chacun des sites ?*
- *Quelle sont les durées de contrat possibles pour la fourniture de service réseau / production d'énergie par l'installation ?*
- *Avez-vous une durée type de contrat ?*
- *Quelle serait les dates optimales de mise en service ?*
- *Quelle serait la durée optimale durée pour l'installation ?*
- *Sur quelle durée envisageriez-vous de rémunérer l'actif de flexibilité (durée du contrat)?*
- *Est-ce que le service de flexibilité est perçu par RTE comme un service temporaire (quelques années avant de renforcer le réseau) ou est-ce qu'il est davantage envisagé comme un service pérenne supérieur à 10-15 ans ?*
- *Quelle sera la durée totale de l'engagement contractuel de RTE ?*
- *A partir de quelle date les systèmes sont-ils rémunérés ? Dès leur mise en service ou à un moment ultérieur ?*

RTE a indiqué dans les documents fournis dans le cadre du recensement d'intérêts une date « au plus tard » de début de la période d'engagement des flexibilités. Cette date représente le début de la fourniture du service de flexibilité, et donc de la rémunération du service.

La durée de l'engagement contractuel sera précisée dans le cadre des appels d'offres, à l'issue des études approfondies. Cette durée pourra varier en fonction des zones. Elle devrait être comprise dans une fourchette de 2 à 5 ans.

Selon les suites qui seront données à la phase expérimentales des appels d'offres flexibilités, les appels d'offres pourraient être renouvelés pour contractualiser un nouveau service de flexibilité à l'issue de la première période d'engagement. Ainsi, l'adaptation du réseau pourrait être reportée tant qu'un service de flexibilité constitue une solution pertinente économiquement.

4. Raccordement

- *RTE mettra-t-il du foncier à disposition dans les zones de congestion mentionnées pour l'installation d'un système de stockage? Le cas échéant une facilitation par RTE est-il envisagé ? (Dans le cadre de l'installation d'une ferme de batterie, sans un foncier mis à disposition dès l'origine du projet il est difficile de s'engager à trouver des m2 disponibles raccordé au poste de livraison soumis à des congestions.)*
- *Comment se passera l'aspect foncier ? Y-a-t-il de l'espace sous propriété RTE sur lequel nous pourrions installer des flexibilités ?*
- *Notre compréhension est que RTE laisserait aux répondants la gestion du foncier. Qu'en est-il exactement?*

RTE ne met pas de foncier à disposition dans le cadre de raccordements d'installations à son réseau, *a fortiori* dans le cadre des appels d'offres aux flexibilités pour la gestion des congestions.

5. Demandes de précisions sur les informations fournies dans le cadre du recensement d'intérêts

- *Pourriez-vous fournir les chiffres reflétés dans les différents graphiques "Fréquence de contrainte" de la présentation ? En effet, il serait pratique de connaître la valeur de ces fréquences pour chaque saison sous la forme XX,X % plutôt que d'avoir à les lire sur l'image avec l'incertitude que cela comporte.*

Les informations fournies dans le recensement d'intérêts sont des informations préliminaires, qui seront précisées dans le cadre des appels d'offres à la suite des études approfondies. Les informations présentées dans les graphes de répartition saisonnière visent à donner des ordres de grandeurs ; d'où l'absence volontaire de données précises dans le cadre du recensement d'intérêt.

- *Aussi, pourrions-nous avoir plus de détail sur les capacités raccordées ou en raccordement ? Je ne comprends pas à quoi se réfèrent les chiffres indiqués (par exemple 35% PV et 55% éolien pour la zone A), s'agit-il des parts de capacité en développement ? En développement + attendus selon le S3REN ? Ou bien des parts en MWh sur le Volume ENE ? Il serait en tout cas très utile de pouvoir se faire une idée du profil de la puissance non évacuée.*

Pour les chiffres indiqués dans les inducteurs de la contrainte :

- **raccordé: Puissance totale des EnR déjà raccordées sur le réseau**
- **raccordés + en développement: Puissance totale des EnR déjà raccordées sur le réseau + puissance totale des EnR en cours de développement et officiellement déclarés auprès des gestionnaires de réseau**
- **horizon S3REnR: En plus de la puissance EnR raccordés + en développement, ce chiffre prend en compte les capacités réservées par le schéma S3REnR mais non encore affectés à des projets EnR raccordés ou en cours de développement.**

La répartition en pourcentage, notamment 35% PV et 55% éolien pour la zone A, sont la répartition des puissances raccordés + en développement en MW, selon le type des productions EnR installées.

- *Que veut dire "Volume END", la terminologie utilisée pour décrire le projet zone D page 11 de la présentation ?*
- *Zone de Henri Paul : quelle est la définition de "Volume END" ?*

Il s'agit de l'« Energie Non Distribuée », soit le volume d'énergie en MWh qui, en l'absence d'adaptation du réseau ou de service de flexibilité, ne pourrait être délivrée par RTE à ses clients. Ce volume d'END fournit une indication sur le dimensionnement nécessaire pour le service de flexibilité.

- *Zone d'Aubusson : la répartition Solaire/Eolien indiquée est 35%/55%. Quelle est la source de production des 10% manquants ?*

Les 10% correspondent à un mélange d'autres filières renouvelables, à savoir hydraulique, biogaz et diffus BT.

- *Pourriez-vous nous confirmer que la durée de la contrainte exprimée dans le document de présentation des zones équivaut (en ordre de grandeur) à la durée maximale de réservation du service ?*

La durée indiquée dans les documents accompagnant le recensement d'intérêts correspond à une estimation de la durée de contrainte sur le réseau public de transport, en l'absence d'adaptation du réseau ou de flexibilité. Elle représente donc la durée pendant laquelle une flexibilité serait effectivement activée - sous réserve qu'elle soit dimensionnée pour répondre à l'intégralité de la contrainte. Cette estimation de durée d'activation effective est donc un minorant de la période sur laquelle la flexibilité devrait être disponible pour rendre un service de flexibilité comparable à l'adaptation du réseau.

- *Pourriez-vous confirmer, que pour chaque zone, qu'en cas d'AO infructueux, la solution technique envisagée pour limiter la congestion réseau est le recours à l'écrêtement de production ? Autrement formulé, les zones choisies sont-elles bien celles pour lesquelles l'écrêtement ENR est la solution la plus économique pour RTE par rapport à la création/renforcement d'ouvrage de transport d'électricité ?*

Les appels d'offres flexibilités visent à reporter ou éviter une adaptation du réseau. Les zones retenues sont donc des zones pour lesquelles une adaptation du réseau (création ou renforcement d'ouvrage) est envisagée, car plus pertinente économiquement que le recours à l'écrêtement de production. En cas d'appel d'offre infructueux, RTE mettra donc en œuvre l'adaptation du réseau qui permettra de lever ces congestions.

- *Sur quelle zone géographique peut-on agir concernant la zone D ? Doit-on obligatoirement se limiter aux postes de Blanzay et Lucy comme évoqué dans la présentation ?*

Pour chaque zone sont indiqués les postes électriques pour lesquels l'activation d'une flexibilité aura le plus d'influence sur la contrainte. Concernant la zone D, les études préliminaires ont montré que pour pouvoir agir de façon significative sur la contrainte observée, la flexibilité devra donc avoir une influence sur l'un des deux postes Blanzay ou Lucy. Dans le cas contraire, elle n'aura pas un impact suffisant pour limiter la contrainte.

6. Demande d'informations supplémentaires

- *Pourrait-on avoir une estimation, non engageante, de la valeur économique que RTE serait prêt à retenir pour l'activation des flexibilités à la baisse et à la hausse, comme cela avait été fait dans le cadre de l'AO flexibilité locale organisé par ENEDIS ? Ceci pourrait constituer un argument majeur pour convaincre des consommateurs de participer à l'AO.*
- *Pour chaque site quels sont les frais de raccordement évités grâce à une nouvelle installation réservée à la gestion de la congestion ?*
- *Quel serait le coût estimé du renforcement du réseau sur les 4 zones de recensement d'intérêt identifiées ?*
- *Est-ce que RTE/ENEDIS pourrait publier une fourchette de prix d'offres attendus ou tout autre élément technico-économique en lien avec les problèmes de congestion évoqués afin d'évaluer la pertinence de la participation ou non ?*
- *Pourriez-vous quantifier l'enjeu économique pour chaque zone, qui serait alors un plafond de rémunération pour les acteurs dans les zones ?*

Le coût du renforcement réseau envisagé sur les quatre zones du recensement d'intérêt reflète la « propension à payer » de RTE pour un service de flexibilité qui rendrait un service équivalent à ce renforcement. RTE comprend que cette information permet d'évaluer le potentiel de rémunération associé à la fourniture d'un service de flexibilités pour la gestion des congestions réseau. Cependant, fournir cette information présente un risque d'alignement des offres commerciales sur la propension à payer, en particulier sur un marché par définition local et encore peu développé.

- *RTE peut-il fournir un profil de charge annuel par Zones reflétant le service à rendre sur les 4 zones présentés dans le document ? (Ce profil est indispensable pour estimer l'énergie nécessaire et ainsi dimensionner l'installation pour rendre le service)*
- *Les données et prévisions des niveaux de charge du réseau dans les zones d'intérêt sont-elles disponibles pour analyse ? Des données à pas horaires sont-elles disponibles ? Si oui, pouvez-vous nous les mettre à disposition ?*
- *Quelle est la durée moyenne estimée des activations, en particulier dans les zones avec une forte production éolienne ?*

- *Au-delà de l'expression actuelle de votre besoin (puissance, énergie et durée de la contrainte), seriez-vous en capacité de nous transmettre une courbe puissance/probabilité d'occurrence de la contrainte (exprimée en heure) pour chaque zone ?*
- *La durée de contrainte pour les 4 zones est indiquée en heures totales annuelles. Afin d'évoluer au mieux les besoins du réseau et le dimensionnement de notre actif de stockage permettant de fournir ces services de flexibilité, pourriez-vous partager avec les acteurs un profil au pas de temps horaire pour chacune des 4 zones ?*
- *Le besoin de flexibilité étant nécessaire pour soutirer l'énergie active pendant les pics de production photovoltaïque principalement au printemps et en été, quel profil de service de flexibilité serait le plus approprié (activable à des fréquences rapprochées et sur de courtes périodes ou bien au contraire activable de façon occasionnelle sur de longues périodes) ?*

RTE comprend l'intérêt de disposer de données aussi détaillées que possible sur les contraintes pour dimensionner au mieux un service de flexibilité. Cependant, RTE ne dispose pas à ce stade d'une caractérisation des contraintes sous la forme de chroniques temporelles. Sur les zones retenues pour les appels d'offres à l'issue du recensement d'intérêt, RTE engagera des études approfondies, dont l'un des objectifs sera de produire des données plus détaillées, notamment des chroniques temporelles des contraintes. Ces informations seront fournies dans le cadre des appels d'offres.

- *Est-ce que ENEDIS/RTE mettra à disposition une carte précise des sites qui pourraient être éligibles pour la participation à cet appel d'offre ainsi qu'un processus qui permette de valider l'éligibilité des PDLs*

Ce point devra être instruit avec les GRD.

- *Pourriez-vous pour chaque zone (particulièrement les zones 1 à 3) préciser la probabilité de durée maximale d'un aléa dimensionnant (pour le dimensionnement optimal d'une éventuelle batterie) ?*
- *RTE a-t-il une estimation de la durée d'un aléa ? Y a-t-il une durée maximale ?*

Pour les zones d'Aubusson et de Perquie, l'activation de la flexibilité est envisagée à réseau complet (et non en cas d'aléa réseau). La durée maximale d'activation renvoie donc à la caractérisation de la contrainte (à réseau complet) sous la forme de chroniques temporelles (cf. réponses aux questions ci-dessus). Pour la zone d'Henry Paul, la durée « normative » de l'aléa le plus dimensionnant est de 30h.

- *Pourriez-vous être plus précis dans la variabilité du besoin concernant la zone C ? Serait-il possible par exemple de mieux prendre en compte la thermosensibilité dans l'engagement des participants ? (aujourd'hui il n'y a que la saisonnalité qui rentre en considération, nous pensons que cela reste trop vague)*

Une caractérisation de la thermo sensibilité sera envisagée dans le cadre des études approfondies menées par RTE à l'issue de la phase de recensement d'intérêt.

7. [Dimensionnement et activation des flexibilités](#)

- Recherchez-vous des solutions de flexibilité qui permettent de combler complètement le dépassement de puissance (max 55 MW) ou alors êtes-vous également ouverts à des flexibilités de puissance inférieure ?
- Faut-il nécessairement s'engager sur 14 MW ?
- Si un seul attributaire est désigné par zone au terme de l'appel d'offre, cela signifie-t-il que 100% des besoins identifiés pour cette zone doivent être comblés par l'attributaire ? Ou bien des solutions additionnels/complémentaires peuvent être envisagées dans un second temps (sorte de phasage) ?
- Lors de l'Appel d'Offre, est-ce que RTE s'offre la possibilité de ne contractualiser qu'une partie du besoin par exemple 20MW sur les 55MW de la contrainte ? ou bien : est-ce que pour répondre l'acteur de flexibilité devra s'engager sur la levée de 100% de la contrainte ?
- L'offre de flexibilité devra-t-elle être forcément symétrique ?

Afin de maximiser la possibilité de participation des acteurs de flexibilités, RTE ne souhaite pas imposer que le service de flexibilité couvre l'intégralité du besoin. Cependant, un niveau minimum de service (en puissance et/ou en énergie) pourrait être fixé dans le cahier des charges des appels d'offres, selon le résultat des études techniques détaillées. Il ne sera par ailleurs pas exigé que le service de flexibilité soit symétrique.

RTE rappelle que pour les services de flexibilité qui ne permettraient pas de gérer l'intégralité de la contrainte, le coût des contraintes résiduelles (non couvertes par la flexibilité) sera pris en compte pour évaluer le « coût complet » de la solution. C'est au regard de ce coût complet que sera réalisé l'interclassement des solutions dans le cadre de l'appel d'offres.

- *Quelle disponibilité est exigée pour une nouvelle installation permettant de décongestionner le réseau ?*
 - 100% du temps réservé à la décongestion
 - 100% du temps libre pour tous les services (FCR, Mécanisme de capacité, mécanisme d'ajustement) et réquisitionnable sur demande de RTE. Dans ce cas :
 - sur quel signal ?
 - Sur quelle durée par signal ?
 - Si le stockeur est engagé sur un service réseau type FCR, y'a-t-il une priorisation à considérer et ainsi éviter des pénalités pour passer d'un service délocalisé à un service local ?
 - Jours de réquisition définis au préalable entre RTE et le stockeur au début du projet.
 - Le contrat entre RTE et l'acteur mentionnera un cadre dans lequel l'acteur devra fournir le service (ex: injection/soutirage à puissance maximale pendant un nombre d'heure limité)
- *L'utilisation sera-t-elle exclusive, ou pourrons-nous utiliser la flexibilité pour d'autres usages ? Si oui selon quels ordres de priorités ? Quels seraient les puissances de raccordement disponible pour la batterie pour d'autres usages ?*

RTE propose que les plages temporelles sur lesquelles la flexibilité est engagée à rendre un service de gestion des congestions soient définies au préalable, dans le contrat de réservation de capacité. Ainsi, la flexibilité se sera pas dédiée à la gestion des congestions et pourra fournir d'autres services en dehors de ces périodes d'engagement, afin de maximiser sa rémunération. Les périodes d'engagement de la flexibilité pour la gestion des congestions pourraient être

spécifiées sous la forme de jours ou de mois de l'année, et de plages horaires sur les jours/mois considérés.

- *Comment se fera le pilotage de la flexibilité ?*
- *Quelle sera le mode d'activation de la flexibilité adopté par RTE ?*
- *Quelle est le temps de réaction attendu de l'installation ?*
- *Quelles sont les conditions d'activation à « réseau complet » (préavis, durée, période de ramp up, ...) ?*

RTE envisage d'activer les flexibilités au moyen d'automates, avec un temps de réaction attendu inférieur à la minute. Pour les zones de Perquie et Aubusson (activation à réseau complet), un délai de prévenance avant l'activation pourrait être envisagé sous certaines conditions, et sans garantie. Ces paramètres seront précisés dans le cahier des charges des appels d'offres, à l'issue des études approfondie et de la concertation.

- *Comment le contrôle du réalisé sera effectué ? Les appareils de mesure nécessaires seront-ils fournis par RTE ?*

L'activation des flexibilités sera encadrée par le mécanisme d'ajustement. Les règles de contrôle de réalisé applicables seront donc celles en vigueur dans le mécanisme d'ajustement.

La méthode de contrôle du réalisé applicable sur le MA dépend du type d'EDA (entité d'ajustement) considérée. En particulier dans le cas du stockage, les EDA sont constituées de sites de stockage uniquement, et la méthode de contrôle du réalisé est similaire à celle appliquée aux sites d'injection actuellement, à savoir un contrôle du réalisé prenant pour référence le programme d'appel.

- *Selon la zone, le besoin en flexibilité doit être apporté par du soutirage (respectivement de l'injection) au moment des congestions, mais est-il également autorisé de procéder à de l'injection (respectivement du soutirage) en dehors des périodes de congestion pour cette même zone ? Si oui, les conditions de soutirage et d'injection d'une même zone seront elles les mêmes ? (Durée d'activation, prix d'activation, capacité, etc.).*
- *Au-delà de la durée de réservation du service, envisagez-vous de mettre en place une seconde plage de limitation de l'utilisation des outils de flexibilité ? Par exemple : sur une contrainte lié à de l'injection PV entre 12h et 14h le service réservé consiste à soutirer de l'électricité du réseau par la batterie, mais on peut penser que sur les périodes juste avant ou juste après, il soit demandé à la batterie de ne pas injecter sur le réseau et donc à limiter son fonctionnement sur une plage qui va bien au-delà de la plage de réservation.*

En dehors des plages de mobilisation de la flexibilité pour la gestion des congestions, celle-ci pourra procéder à des injections / soutirages selon les modalités définies par son contrat d'accès au réseau. Celui-ci peut éventuellement intégrer des limitations d'injection ou de soutirage, temporaires ou permanentes, en fonction de la situation de réseau. Les modalités sont précisées dans les documents contractuels signés par les deux parties, lors de la procédure de raccordement.

- *Sera-t-il possible de dépasser sur le RPD la limitation concernant la rampe d'injection de 8MW/min ?*

Ce point devra être instruit avec les GRD.

8. Critères d'attribution des appels d'offres

- *La page de présentation du dispositif prévoit que « Pendant la phase expérimentale, un seul attributaire pourra être retenu sur chacune des zones faisant l'objet d'un appel d'offres. » Qu'est-ce qui justifie cette limitation à un seul attributaire, alors même qu'il ne devra pas nécessairement résoudre l'intégralité de la congestion anticipée sur le réseau ?*
- *Plusieurs acteurs par zone sont-ils acceptés ou cela doit-il être rempli intégralement par un acteur unique ?*

Pour les appels d'offres expérimentaux, il est en effet prévu qu'au maximum un attributaire soit retenu sur chaque zone. Cette disposition est justifiée par la complexité opérationnelle et contractuelle en cas de contractualisation avec plusieurs acteurs de flexibilités pour la gestion d'une contrainte, qui pourrait être préjudiciable à la mise en oeuvre de l'expérimentation. Cette disposition pourra être revue à l'issue de l'expérimentation et en fonction du retour d'expérience qui en sera fait.

- *Quels sont les critères d'évaluation l'appel d'offre envisagés à ce stade ?*
- *Sur quels critères seront fait les sélections des lauréats ?*
- *Quels sont les critères de sélection envisagés de l'appel d'offres à venir pour évaluer les différentes offres ?*

L'attribution des appels d'offres s'appuiera sur un interclassement économique des différentes solutions (évolution du réseau ou solutions de flexibilités) qui visera à retenir la meilleure solution pour la collectivité. Le coût des solutions de flexibilités comprendra la part fixe et la part variable (estimée à partir d'un volume d'activation estimé), et intégrera également le coût pour la collectivité des congestions résiduelles qui devront être gérées par RTE (dans le cas d'une flexibilité ne couvrant pas l'intégralité de la contrainte).

Les critères d'attribution des appels d'offres pourront également intégrer d'autres critères (de nature technique ou financière), qui seront précisés dans le cadre de la concertation.

9. Nature des flexibilités

- *Étant donné aussi que pour 3 des 4 sites proposés, le besoin semble être de pouvoir stimuler des déplacements de consommation plutôt que des effacements de consommation, pouvez-vous confirmer que les règles d'application seront les règles NEBEF avec une déclaration explicite du report de consommation ?*
- *Le contrôle du réalisé pourrait-il se faire selon les règles expérimentales NEBEF3.3 en vigueur aujourd'hui, que ce soit par la méthode des Panels ou par une méthode proposée par l'opérateur d'effacement ?*
- *Selon les règles nebef, le contrôle du réalisé devrait se faire avec une méthode de comptage au pas 10 minutes. Or les compteurs Linky ne mettent à disposition que des valeurs au pas 30*

minutes. Prévoyez-vous un alignement des règles et de la technologie mise à disposition par ENEDIS ?

- Pour 3 des 4 zones identifiées, le besoin en flexibilité pourrait être satisfait par une diminution de l'injection ou une hausse du soutirage : afin de garantir une participation non discriminatoire de toutes les flexibilités, envisagez-vous un dispositif de valorisation de la flexibilité de consommation à la hausse ? Sinon, les offres en énergie des opérateurs d'effacements pourraient être induit repoussées dans le merit order (double facturation de l'énergie en l'absence d'un dispositif de correction des périmètres).
- Pourquoi dans les zones A, B et C n'est-il pas possible d'apporter la flexibilité par un pilotage des consommations ? En effet, certaines consommations peuvent être augmentées localement pour éviter des congestions dues à un excès d'injection d'énergie renouvelable.
- Pouvez-vous confirmer qu'il sera possible d'y participer avec des sites profilés RPD<36kV
- L'effacement/flexibilité diffus sera-t-il autorisé ? (Inclus EV, Petits consommateurs)
- Quelles sont les technologies éligibles pour augmenter le soutirage (batteries, électrolyseurs, autres outils pilotables de consommation, effacement, ...) ?

RTE n'écarte *a priori* aucune solution pour la participation aux appels d'offres flexibilités, dans la mesure où elle constitue une réponse pertinente techniquement et économiquement au besoin de RTE. La gestion des congestions par une flexibilité implique notamment le respect de certaines conditions techniques, notamment sur le délai d'activation de la flexibilité. La capacité à activer des gisements de flexibilités diffus dans le respect de ces conditions ne semble pas acquise à ce stade, mais devra être évaluée en concertation avec l'ensemble des parties prenantes.

RTE précise que sur les trois zones présentant des contraintes d'évacuation de production EnR, le niveau de la contrainte est important par rapport à la consommation dans la zone ; des déplacements de consommation auront *a priori* un effet peu significatif sur le volume global de contraintes.

L'activation des flexibilités sera encadrée par le mécanisme d'ajustement, non par le mécanisme NEBEF, qui permet la valorisation d'effacements de consommation sur les marchés de l'énergie et non la gestion des congestions. Les règles de contrôle de réalisé applicables seront donc celles en vigueur dans le mécanisme d'ajustement. Il est aujourd'hui prévu par les règles MA-RE de pouvoir valoriser des hausses de consommation. Celles-ci seront valorisées de la même façon qu'un ajustement classique.

La méthode de contrôle du réalisé applicable sur le MA dépend du type d'EDA (entité d'ajustement) considérée. En particulier dans le cas du stockage, les EDA sont constituées de sites de stockage uniquement, et la méthode de contrôle du réalisé est similaire à celle appliquée aux sites d'injection actuellement, à savoir un contrôle du réalisé prenant pour référence le programme d'appel.

- Est-il possible d'hybrider l'actif de stockage avec un autre actif de production ?
- Serait-il envisageable de proposer une offre qui combinerait actif de stockage et effacement de consommation ?

Les possibilités d'agrégation permettant de répondre au besoin de flexibilité dans le cadre des appels d'offres devront être approfondies, notamment au vu des solutions envisagées par les acteurs et communiquées à RTE dans le cadre du recensement d'intérêts. Les possibilités

d'agrégation seront précisées en tenant compte des exigences du cadre de raccordement et des modalités d'agrégation permises dans le mécanisme d'ajustement. En particulier, les possibilités d'agrégation lors de la constitution des EDA (entité d'ajustement) dépendent de la nature du contrat d'accès au réseau existant pour l'installation de production et pour l'actif de stockage. A partir du moment où un contrat d'accès au réseau ou un contrat de service de décompte existe pour l'actif de stockage, alors une installation de production et un actif de stockage ne peuvent pas être intégrés au sein de la même EDA.

- *Est-ce que les technologies de pilotage de la production d'ENR pour limiter/profiler les injections (panneaux verticaux bifaciaux, trackers, installation PV + Batterie avant raccordement,) sont éligibles et comment ?*
- *Pourriez-vous confirmer qu'une offre visant à réaliser de l'écrêtement de production existante (avec réservation de capacité + rémunération à l'activation) est exclue du champ de l'Appel d'Offre ? Est-ce qu'il serait pertinent de permettre de telles offres de la part de moyens de production non-offerts sur le MA à ce jour (par ex. unités de petite dimension)?*

Pour dimensionner le réseau de transport d'électricité, RTE intègre déjà la possibilité de limiter ponctuellement et temporairement la production ENR. En conséquence, les renforcements du réseau envisagés par RTE sont par construction plus performants économiquement, pour la collectivité, que la limitation de production ENR. Ainsi, la démarche d'appel d'offres flexibilité, dont l'objectif est de faire appel à des flexibilités constituant une alternative au renforcement du réseau, vise à élargir la participation des flexibilités au-delà de la limitation de production ENR, et en particulier au stockage et aux effacements de consommation.

10. Autres questions

- *[xxxx] soutient comme Epex Spot qu'une plateforme dynamique dédiée aux besoins de flexibilités locale des gestionnaires de réseau (RTE et Enedis) devrait être mise en œuvre pour que l'offre rencontre la demande de manière optimum et selon une logique de marché. La mise en place d'une telle plateforme est-elle envisagée ? A quelle échéance ?*

RTE et Enedis ont initié des travaux tendant à mettre en place une coordination dont les orientations ne correspondent pas au modèle expérimenté par Epex Spot dans le cadre du projet Enera.