



Le réseau
de transport
d'électricité

REPONSE DE RTE A L'APPEL A CONTRIBUTIONS D'ENEDIS

La France et de nombreux pays européens se sont engagés dans une ambitieuse transition énergétique et le système électrique apparaît comme un levier essentiel pour permettre la réalisation concrète de cette transition.

Dans cet appel à contributions, soucieux des contraintes pouvant apparaître sur les réseaux publics de distribution notamment du fait d'un essor massif d'énergies renouvelables, Enedis indique inscrire l'usage de flexibilités à l'échelon local dans une logique de comparaison économique de différents leviers pour gérer notamment les congestions et éviter le cas échéant des renforcements de réseaux.

L'UFE a répondu à l'appel à contributions en soulevant les enjeux auxquels devront répondre les utilisations de flexibilités sur les réseaux publics de distribution. RTE soutient cette réponse et tient par ailleurs à alimenter les contributions avec des éléments propres aux gestionnaires de réseaux.

Il est important que les offreurs de flexibilités distribuées (production, effacement, stockage...) puissent participer à la gestion des congestions sur les réseaux publics de distribution et de transport ainsi qu'aux mécanismes contribuant à l'équilibrage du système électrique. Le Clean Energy Package (4^{ème} paquet législatif de la Commission européenne) pose un cadre réglementaire à l'utilisation des flexibilités distribuées pour gérer des contraintes réseaux dans un modèle harmonisé et intégré, conformément à l'esprit de construction européenne. Ainsi, l'ensemble des parties prenantes du système électrique français doit préparer un modèle répondant à l'exigence de visibilité partagée entre les gestionnaires de réseaux et garantissant la coordination des activations de flexibilités pour différents usages.

La valorisation des futures activations de flexibilités locales s'ajoutant aux mécanismes existants, requiert une forte coordination entre gestionnaires de réseaux et en constitue le prérequis nécessaire.

RTE considère que cette coordination doit s'articuler autour des principes suivants:

- donner des moyens à RTE et aux gestionnaires de réseaux publics de distribution de garantir une exploitation sûre du système électrique ;
- faire émerger des offres de flexibilité utiles aux gestionnaires de réseaux dans la réalisation de leurs missions ;
- faciliter l'accès conjoint des flexibilités distribuées à la résolution de contraintes réseaux sur les réseaux publics de transport et de distribution et au Mécanisme d'Ajustement ;
- s'assurer que les acteurs de marché puissent réaliser des offres commerciales les plus pertinentes possibles en tenant compte des éventuels effets sur le système électrique (par exemple en augmentant le niveau d'agrégation) ;
- renvoyer les incitations économiques efficaces pour tous les acteurs.

RTE, qui depuis des années, tant au niveau européen que national, accompagne l'ensemble des acteurs du système électrique dans cette transition énergétique, souhaite par la présente, partager son expérience, rappeler le cadre dans lequel s'inscrivent ses besoins de flexibilité, les enjeux associés à un accès partagé à ces flexibilités, et proposer un cadre de coopération pour que le futur modèle puisse être une réussite commune au bénéfice de la collectivité.

L'optimisation des réseaux nécessite la mobilisation des flexibilités pour la gestion des contraintes résiduelles

Le dimensionnement optimal dans le cadre des S3REnR inclut des contraintes résiduelles...

Depuis la loi dite « Grenelle II », les objectifs en termes d'accueil des énergies renouvelables fixés au niveau régional, donnent lieu au niveau de chaque région à un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (ci-après « S3REnR »).

En qualité d'expert du système électrique et de son évolution, RTE s'est vu confier la mission de l'élaboration de ces schémas en accord et en étroite coopération avec les gestionnaires de réseaux publics de distribution.

Afin de répondre à une insertion dynamique des énergies renouvelables, RTE a engagé des travaux avec les parties prenantes (syndicats de producteurs, gestionnaires de réseau, CRE et Ministère de la transition écologique et solidaire) pour répondre aux besoins d'accélération et d'anticipation. Une telle coopération entre gestionnaires de réseaux permet aujourd'hui d'optimiser les coûts et délais de raccordement des énergies renouvelables tout en maximisant la capacité d'accueil du réseau.

.... Pour les résoudre, le placement de la flexibilité doit se faire au travers d'une information lisible de la contrainte

Afin de favoriser cette optimisation et le développement de flexibilités au service du système électrique et de la collectivité, les gestionnaires de réseaux se doivent d'être transparents à l'égard de l'ensemble des parties prenantes. Dans le cadre des S3REnR, en s'appuyant à titre

d'expérimentation sur la révision en cours du schéma de la région des Hauts-de-France, RTE a initié une concertation large sous l'égide de la Commission d'accès aux marchés portant sur la publication des contraintes sur le réseau de transport, leur quantification et caractérisation. Dans le cadre de cette concertation, RTE est attentif à la caractérisation des opportunités de flexibilités pour gérer les contraintes affichées. Les échanges avec les acteurs montrent qu'une publication adéquate des contraintes est incontournable afin de rendre optimale la valeur « réseau » des potentielles flexibilités.

Enedis, dans le cadre de son appel à contributions, procède à l'expression d'une manifestation d'intérêt sur un territoire, identique à celui utilisé par RTE dans le cadre de sa concertation : la Région des Hauts-de-France. Afin d'aiguiller les parties prenantes sur la manifestation d'intérêt, Enedis publie des données IRIS, format élaboré par l'INSEE. Toutefois, ne s'agissant pas de données relatives aux infrastructures, il apparaît plus complexe pour de futurs offreurs de flexibilités d'évaluer la valeur dite « réseau » de leurs potentiels actifs et difficile d'en assurer la cohérence avec les S3REnR dont découlent un certain nombre de politiques publiques locales.

Afin de faire émerger une vision globale et cohérente de la localisation des besoins indépendamment de la hiérarchie des réseaux, et ce pour en assurer in fine un optimum économique pour la collectivité, une concertation large intégrant les contraintes des réseaux publics de transport et de distribution permettrait aux gestionnaires de réseaux de construire avec l'ensemble des parties prenantes, les mécanismes pertinents pour faire émerger et valoriser les opportunités.

Une coordination est nécessaire pour une valorisation maximale des flexibilités

Les flexibilités peuvent d'ores et déjà se positionner sur les mécanismes contribuant à l'équilibrage du système....

Afin de donner un cadre économique pertinent aux flexibilités distribuées, la France a déjà aménagé son environnement législatif et réglementaire, pour que celles-ci puissent participer aux mécanismes de marchés nationaux. RTE a par exemple mis en place des mécanismes novateurs permettant aux flexibilités de consommation (effacements) de participer aux mécanismes de marchés nationaux (services système, marché d'ajustement, mécanisme de capacité ...). Ces mécanismes de marché permettent également aux énergies renouvelables (raccordées aux réseaux publics de transport ou de distribution) de s'intégrer dans le système électrique en leur donnant la possibilité de faire des offres pour contribuer à l'équilibrage du système électrique. Plus récemment, RTE a fait évoluer et continue à faire évoluer ses mécanismes pour que les actifs de stockage puisse également valoriser leur flexibilité.

...Et leur participation pour résoudre les contraintes est un nouvel enjeu.

Utilisant le cadre de coopération avec les gestionnaires de réseaux publics de distribution proposé par les « S3REnR », RTE a lancé une expérimentation visant à activer en temps réel

des flexibilités raccordées en HTA (limitation d'injection faisant appel à des automates innovants et réagissant en quelques dizaines de secondes) suite à une détection de contrainte sur le réseau de transport. Cette initiative dans laquelle l'ensemble des gestionnaires de réseaux publics de distribution sont associés, suit également l'idée selon laquelle ces flexibilités doivent pouvoir être valorisées par des mécanismes de marché et en particulier dans le cadre du marché d'ajustement, qui offre à la fois un cadre efficient pour traiter la rémunération de l'activation des flexibilités, tout en maintenant la valorisation possible des flexibilités distribuées pour la gestion du système électrique (équilibre, services système...). A terme, le cadre de cette expérimentation a vocation à permettre l'établissement d'un cadre pérenne de traitement des contraintes résiduelles inhérentes au dimensionnement des S3REN.

L'intérêt économique des flexibilités réside dans le multi-service

RTE considère que l'intérêt pour les offreurs de flexibilités est de pouvoir raisonner en marché intégré et ainsi de pouvoir valoriser leurs flexibilités sur l'ensemble des mécanismes intégrant à la fois l'équilibre et la gestion des congestions sur le réseau public de transport comme sur les réseaux publics de distribution.

En effet, les analyses économiques réalisées dans le cadre de démonstrateurs, comme Smart Grid Vendée (démonstrateur auquel RTE et Enedis ont participé), ont montré que seule la valorisation conjointe des flexibilités sur les marchés de l'énergie, dans le cadre du mécanisme d'ajustement ou de futurs mécanismes de gestion des contraintes, est de nature à dégager un espace économique pertinent. Selon les cas d'usage, la valorisation conjointe dans un cadre unique permet, tant aux gestionnaires de réseaux qu'aux propriétaires de flexibilités, de mutualiser des infrastructures existantes ou de partager et éprouver des innovations technologiques permettant de compresser les délais d'agrégation, de transmission et d'activation des offres à une maille pertinente pour les réseaux concernés et ce de manière dynamique en fonction des besoins.

Un accès conjoint des flexibilités suppose de mettre en œuvre certains principes de gestion et d'activation des offres

Il est nécessaire d'établir un lien entre les offres afin d'anticiper des potentiels conflits d'activation

Dès lors que des capacités sont offertes simultanément à RTE et aux gestionnaires de réseaux publics de distribution se posent les problématiques (i) d'accès concurrent à la ressource, (ii) des effets d'une activation par un opérateur sur les autres composantes du système électrique et (iii) des contrôles post activation.

En particulier, pour un site donné, l'offre « mécanismes RPT » et l'offre « mécanisme RPD » vont donc être physiquement liées : l'activation de l'une affecte la disponibilité de l'autre. Si

ces deux offres sont sollicitées simultanément par les deux mécanismes, il existe des cas dans lesquels le besoin d'un des gestionnaires de réseau ne sera pas satisfait¹.

Aujourd'hui, l'articulation entre l'équilibrage du système électrique et la gestion des contraintes physique du réseau de transport repose sur un ensemble de processus qui encadrent le fonctionnement du marché d'ajustement. Dans l'intention de rendre plus agile la constitution des agrégats permettant de formuler des offres et de permettre aux acteurs de marché actuels de venir s'intégrer au mieux dans les mécanismes existants et futurs, RTE et ENEDIS ont initié des travaux sur les supports d'offres. A termes, ces travaux devraient aboutir à des supports d'offres plus dynamiques en termes de gestion, harmonisés et mutualisés entre plusieurs processus et entre les gestionnaires de réseaux.

Par ailleurs, RTE considère que les possibilités de prise en compte des redéclarations étant limitées dans le temps, le modèle de coordination a un impact fort sur la sûreté du système ainsi que sur le traitement financier dès lors que surviendrait un conflit d'activation. En effet, dans un modèle non-coordonné, l'offreur de flexibilité s'expose à un risque de défaillance vis-à-vis de l'un des mécanismes, potentiellement préjudiciable pour l'exploitation du système, alors que dans un modèle coordonné, ce risque est contrôlé et un traitement ex-post des activations, défini clairement dans les règles futures, permettrait de renvoyer les surcoûts associés à cette activation au gestionnaire de réseau qui en est à l'origine. In fine dans le système évoqué, l'acteur ne se verrait pas appliquer de pénalités.

Le partage et l'échange d'informations apparaissent comme le pilier de tout modèle de coordination permettant un accès conjoint des flexibilités

La concrétisation de cette coordination passera inévitablement par la mise au point d'outils d'échange et de partage d'informations avec l'ensemble des acteurs du système électrique, permettant de dégager de la valeur pour la collectivité indépendamment de la « hiérarchie » des réseaux entre distribution et transport.

Afin d'éviter les risques de « double activation » ou « d'activation contraire », RTE, pour les besoins d'équilibrage et de gestion des contraintes sur le réseau de transport, doit être informé en temps réel des capacités simultanément mises à disposition des gestionnaires de réseau de distribution et constituant le support d'offres d'ajustement. De manière symétrique, les gestionnaires de réseaux publics de distribution devront être informés en temps réel des capacités simultanément mises à disposition de RTE et constituant le support d'offres pour la gestion des contraintes du réseau de distribution.

¹ Notamment :

- lorsque les offres de flexibilité activées sont de sens opposés (par exemple, augmentation de la puissance injectée pour l'une, diminution pour l'autre) et que leurs plages d'activation se chevauchent ;
- lorsqu'une contrainte de stock s'applique aux flexibilités offertes (la sollicitation d'une offre rend indisponible l'autre pour les périodes suivantes) ;
- lorsque l'activation d'une des offres génère une contrainte réseau.

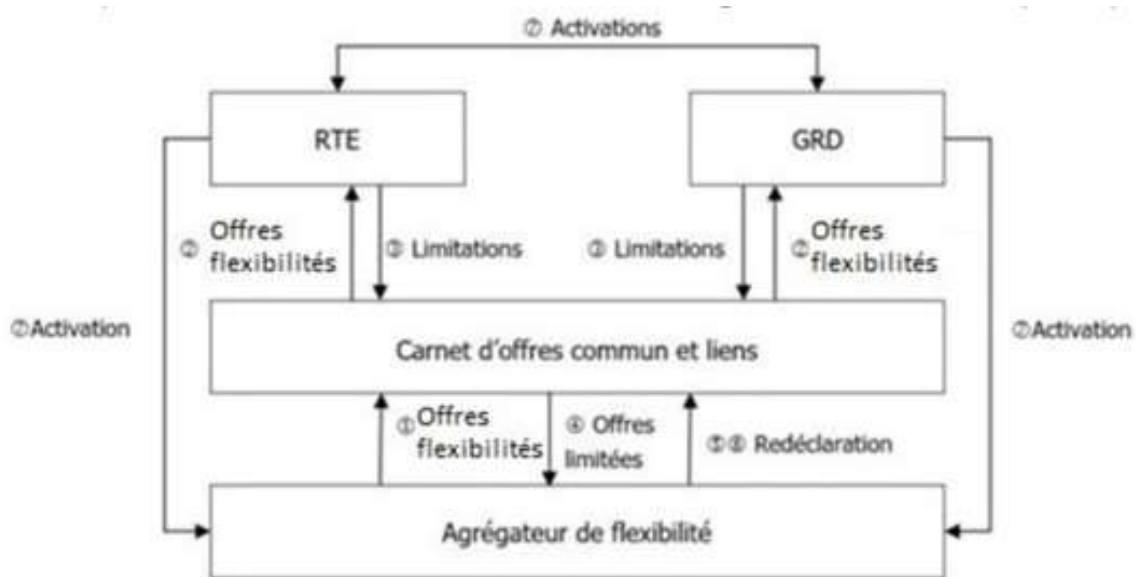
Une information exclusivement ex-post serait de nature à compromettre la capacité de RTE à remplir ses missions de sûreté, missions dont l'exigence s'accroît d'autant plus dans le cadre de la fenêtre opérationnelle, dernier moment durant lequel RTE peut agir pour assurer sa mission d'équilibrage du système électrique et le maintien de la sûreté d'exploitation du réseau.

RTE propose l'instruction d'un modèle commun de plateforme pour répondre à ces enjeux

Ces efforts doivent se poursuivre et s'accélérer notamment en anticipant les besoins futurs de gestion des contraintes sur les réseaux publics de transport et de distribution et en gardant un modèle intégré et coordonné.

RTE préconise la mise en place d'une plateforme commune répondant tant aux besoins de RTE que des gestionnaires de réseaux publics de distribution. Cette plateforme mettrait à disposition un carnet d'offres commun, dans lequel les offres de flexibilités seraient partagées entre RTE et les gestionnaires de réseaux publics de distribution. Ce partage induit la déclinaison des principes mentionnés précédemment, tant sur la sélection des offres que sur leur activation, tout en assurant la sûreté du système à moindre coût pour la collectivité.

Le schéma ci-après étant une illustration des principes de fonctionnement de ce modèle commun :



Pour avancer rapidement dans un cadre réglementaire établi et faire émerger un modèle cible, RTE propose de concerter sous l'égide de la Commission d'Accès aux Marchés, l'ensemble des parties prenantes du système électrique sur l'architecture présentée ci-dessus.