

Observations Statkraft.

Projet de réponse du SER à la consultation de la CRE sur la feuille de route de l'équilibrage de RTE

Version du 19 Janvier 2017

Table des matières

Remarque préliminaire	2
3.1 Articulation des marchés de court terme	3
3.2.1 Modèle de sureté français (Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves)	3
3.2.2 Dispositif de programmation (Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves)	4
3.3 Coordination entre équilibrage et gestion des flux sur le réseau	4
3.4 Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre	5
3.4.1 Incitation des responsables d'équilibre (Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre)	5
3.4.2 Rôle et leviers des responsables d'équilibre (Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre)	6
3.5 Caractéristiques des produits standards	6
3.6 Rémunération et contrôle des offres d'ajustement	7
3.7 Principes de contractualisation des réserves entre GRT	8
3.8 Constitution des offres et agrégation	9
3.9 Participation des énergies renouvelables intermittentes	11

Remarque préliminaire

Statkraft dispose d'une expérience majeure de gestion de parc d'énergies renouvelable en Allemagne.

Quelques actualités sur notre site internet sur ces sujets de participation des ENR aux réserves d'équilibrage .

Une première: un parc éolien fournit de la réserve tertiaire 27.04.2015 | – Le parc éolien de Dornum a fourni, en janvier 2015, cinq mégawatts de réserve tertiaire à la baisse. Statkraft gère la production de ce site pour le compte d'un tiers en assurant la commercialisation et la vente de l'électricité produite. « Pour la première fois, une source d'énergie intermittente fournit de la réserve tertiaire en Allemagne. En ce qui concerne la procédure de pré-qualification du parc éolien, les mêmes critères que pour les sites de production classiques ont été appliqués ». Nous avons à présent l'intention de préqualifier plusieurs autres parcs éoliens pour la réserve tertiaire. »

Plus d'informations sur: <http://www.statkraft.fr/presse/actualites/Actualites-archives/2015/une-premiere-un-parc-eolien-fournit-de-la-reserve-tertiaire>

Statkraft est la première entreprise en Allemagne à fournir des services au réseau électrique avec des parcs éoliens implantés dans la zone contrôlée par le gestionnaire de réseau de transport 50Hertz.

La puissance installée de ce pool d'éoliennes, qui repose à l'heure actuelle sur deux parcs, est de 89 MW. Statkraft, acteur le plus important du marché allemand pour la vente directe d'énergie renouvelable, est à présent en mesure de fournir une capacité d'ajustement à la baisse de 60 MW (réserve tertiaire). –

Plus d'informations sur : <http://www.statkraft.fr/presse/actualites/Actualites-archives/2016/statkraft-fournit-de-la-reserve-avec-des-eoliennes>

3.1 Articulation des marchés de court terme

Q1 : Etes-vous favorable à la proposition de RTE de fixer le délai de neutralisation (et donc le guichet de programmation et le guichet d'échanges infra journaliers transfrontaliers) à une heure avant le début de la livraison physique ? Pensez-vous qu'à terme il sera nécessaire de réduire le délai de neutralisation en dessous d'une heure avant le début de la livraison physique ?

Statkraft partage l'avis du SER : Un délai de neutralisation trop long pourrait être un frein à la participation des EnR intermittentes à l'équilibrage. La prévisibilité de la production d'électricité issue de source renouvelable variable s'accroît de manière inversement proportionnel à la durée séparant la prévision du temps réel. Il est donc essentiel que cette durée, imposée par le délai de neutralisation, soit la plus courte possible pour permettre la participation de ces EnR aux dispositifs d'équilibrage.

Q2 : Etes-vous en accord avec la proposition de RTE d'aligner le nombre de guichets infra journaliers transfrontaliers sur le pas de règlement des écarts, lors de son éventuel passage à 15 minutes ?

Statkraft partage l'avis du SER : il est nécessaire d'aligner le nombre de guichets sur le pas de règlement des écarts, lors de son éventuel passage à 15 minutes, sur la plaque française comme pour les échanges transfrontaliers. Cela permettra aux producteurs EnR de pouvoir commercialiser des produits de plus courte durée plus adaptés au caractère variable de la production. D'autre part, aligner le nombre de guichets transfrontaliers sur le pas de règlement des écarts à 15 minutes permettra d'augmenter les échanges transfrontaliers et par conséquent la liquidité du marché infrajournalier.

Q3 : D'ici l'éventuelle réduction du pas de règlement des écarts à 15 minutes, pensez-vous qu'il faille mettre en œuvre un guichet infra journalier transfrontalier toutes les 30 minutes, aux frontières où des produits d'une durée de 30 minutes sont déjà proposés ? Si oui, êtes-vous favorable au calendrier proposé par la CRE (instruction en 2017 et mise en œuvre en 2018) ?

Statkraft est favorable à mettre en œuvre dans les meilleurs délais (au plus tôt) un guichet infra journalier transfrontalier toutes les 30 minutes, aux frontières où des produits d'une durée de 30 minutes sont déjà proposés afin d'augmenter la liquidité sur le marché infrajournalier. En France, les volumes échangés sur ce marché sont limités ce qui pénalise les producteurs d'énergie renouvelable variables qui ont besoin de « se rééquilibrer » sur ce marché pour réduire leurs écarts

Q4 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.1 ?

3.2.1 Modèle de sureté français (Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves)

Q5 : Etes-vous favorable au maintien du modèle marges tel que proposé par RTE en France ? En particulier, êtes-vous favorable au maintien d'actions de RTE pour reconstituer les marges en amont de la fermeture du dernier guichet de nomination transfrontalier ?

Le modèle marge repose essentiellement sur des activations suivant une préséance technico-économique. Il est indispensable que ces activations se fassent de manière transparente

Q6 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE visant à renforcer la transparence du modèle marges ? Quelles propositions concrètes pourriez-vous émettre en ce sens ?

Q7 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas retenir les deux recommandations de Microeconomix proposées par RTE dans les priorités à traiter dès 2017 ?

Q8 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.2.1 ?

3.2.2 Dispositif de programmation (Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves)

Q9 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à ne pas faire évoluer le dispositif de programmation tel que proposé par RTE, sauf pour décliner l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 prise en application de l'article 119 de la LTECV ? Dans le cas contraire, êtes-vous favorable à la proposition de RTE de traiter ces sujets (extension du dispositif et réduction du pas de programmation, extension de l'obligation d'offrir la puissance disponible) en 2017 et 2018 ?

Statkraft est favorable à la proposition de la CRE de ne pas mettre en œuvre les dispositions qui ne sont pas prioritaires ou qui semblent susceptibles d'impliquer des contraintes pour les acteurs sans que le bénéfice de telles dispositions soit avéré pour la collectivité.

un seuil réaliste, résultant d'une concertation avec l'ensemble des acteurs, au-delà duquel l'obligation de programmation ne s'applique pas doit être fixé.

Le pas de temps de 5' ne nous paraît pas être une priorité à court et moyen terme. Cependant, pour un bon fonctionnement des marchés, **un pas de temps de 15'** nous paraît pertinent et en adéquation avec l'objectif de pas de temps pour le règlement des écarts. Cela permet d'avoir le même pas de temps pour la programmation et les offres d'ajustement. Ceci vise aussi à prendre en compte la spécificité du PV. (rampe de prise de charge du solaire qui évolue fortement sur le pas horaire dans la matinée, et décroissance en fin d'après midi).

Q10 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.2.2 ?

3.3 Coordination entre équilibrage et gestion des flux sur le réseau

Q11 : Etes-vous favorable au maintien d'une gestion intégrée entre l'équilibre offre-demande et les flux sur le réseau, ainsi qu'à l'absence de segmentation des offres déposées pour le mécanisme d'ajustement en fonction du besoin (équilibre offre-demande, réseau, marges...) ? En particulier, êtes-vous favorable au maintien d'actions de RTE pour gérer les congestions locales en amont de la fermeture du dernier guichet de nomination transfrontalier ?

Statkraft souhaite rappeler que les coûts de gestion des congestions ne doivent pas être à charge des responsables d'équilibre. En cas de gestion intégrée comme proposée par RTE, le coût de gestion des congestions doit impérativement être dissocié de celui de gestion de l'équilibre offre/demande.

Q12 : Estimez-vous que le processus en sept étapes décrit par RTE afin de gérer les contraintes réseau lors de l'échange d'énergie d'équilibrage sur des plateformes européennes est pertinent ?

Q13 : Pensez-vous qu'un mécanisme de compensation financière, pour les offres dans la présence économique du mécanisme d'ajustement mais non activées pour cause de congestion, représente un dispositif approprié pour donner des signaux d'investissement aux acteurs ? Pensez-vous que des signaux de plus long terme seraient pertinents ? Si oui, lesquels ?

Q14 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.3 ?

3.4 Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre

3.4.1 Incitation des responsables d'équilibre (Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre)

Q15 : Si le pas de règlement des écarts était fixé à 15 minutes en Europe, seriez-vous favorable à la proposition de RTE consistant à mettre en œuvre ce changement à l'échéance la plus tardive possible ?

Le pas de règlement à 30 min n'est pas adapté aux rampes de montée /descente de charge du PV et de l'éolien car les écarts peuvent être importants occasionnant des coûts d'équilibrage plus importants, notamment pour le PV.

Statkraft considère qu'il est de l'intérêt des ENR que le pas de 15' pour le règlement des écarts soit **mis en œuvre dans les meilleurs délais** : il en va d'une meilleure acceptabilité des ENR dans le mix et leur part de responsabilité dans l'équilibrage. (*rappel enjeu : La maîtrise des coûts de l'équilibrage du système électrique dans un contexte d'intégration croissante d'énergies intermittentes implique une responsabilisation accrue des RE à livrer un périmètre équilibré. Cette responsabilisation doit se matérialiser par le renvoi d'une incitation suffisante à travers le choix du pas et du prix de règlement des écarts ainsi qu'à travers la revue du système de profilage..*)

Q16 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire en 2018 la suppression du facteur k du prix de règlement des écarts afin d'aboutir à un prix de règlement des écarts unique « pur » (sans remettre en cause la neutralité financière de RTE vis-à-vis de ses activités d'équilibrage) ? Si non, pourquoi ?

Statkraft partage l'orientation de la CRE de suppression du facteur k. Le maintien d'un double prix ne favorise par l'émergence d'un signal prix unique à destination des acteurs de marché.

Q17 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire en 2018 le choix entre un prix de règlement des écarts égal au prix moyen pondéré ou au prix marginal de toutes les réserves ? Si vous êtes favorable au maintien d'un prix de règlement des écarts fixé au prix moyen pondéré, pour quelles raisons ce choix vous semble-t-il suffisamment incitatif ?

Par cohérence avec les autres dispositifs européens, nous partageons la position de la CRE, avec une nette préférence pour un règlement au prix marginal.

Q18 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.4.1 ?

3.4.2 Rôle et leviers des responsables d'équilibre (Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre)

Q19 : En lien avec le renforcement des incitations des responsables d'équilibre, quelles informations supplémentaires souhaiteriez-vous que les gestionnaires de réseau partagent avec les responsables d'équilibre afin de les informer de l'état de leur périmètre ? Précisez le cas échéant les caractéristiques de ces données (maille d'agrégation des informations, fréquence de partage...) et le calendrier souhaité.

Comme évoqué par les acteurs présents lors de la réunion du 6 janvier, les acteurs de marché souhaitent également disposer en retour de RTE d'une information précise et détaillée de « l'état du système électrique » au plus proche du temps réel. IL s'agit notamment du retour d'information des compteurs au plus proche du temps réel ainsi que le coût des écarts, de l'état d'équilibre du réseau et des marges disponibles.

Q20 : Partagez-vous le point de vue de la CRE et de RTE selon lequel l'équilibrage d'une part et la reconstitution des flux et le profilage d'autre part doivent évoluer de façon coordonnée et faire l'objet d'analyses conjointes ?

Q21 : Concernant le profilage, quelles évolutions privilégiez-vous pour accompagner la feuille de route de l'équilibrage ?

Q22 : Concernant la reconstitution des flux, quelles évolutions privilégiez-vous pour accompagner la feuille de route de l'équilibrage ?

Q23 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.4.2 ?

3.5 Caractéristiques des produits standards

Q24 : Etes-vous favorable à l'utilisation d'un produit standard unique par processus ? En l'état actuel des discussions sur les caractéristiques de tels produits, serez-vous capable d'en offrir ?

Statkraft est favorable à l'utilisation de produits standardisés qui sont de nature à améliorer le fonctionnement et la liquidité de marché.

Q25 : Pour chaque type de réserve, êtes-vous favorable à une forme identique entre les produits standards et les produits que les fournisseurs de services d'ajustement seront localement incités à livrer, comme proposé par la CRE ?

Oui, il s'agit de s'assurer que les exigences entre responsables d'équilibre et TSOs sont cohérentes et harmonisées dans les différents pays. La proposition de la CRE d'aligner le produit échangé par les responsables d'équilibre avec RTE devrait être la même que celle des produits que les GRT échangeront: cette approche semble la plus pragmatique pour atteindre l'objectif d'harmonisation des règles entre responsables d'équilibre en Europe.

Q26 : En particulier, quelles seraient les caractéristiques (DMO notamment) des produits de réserve secondaire que vous souhaiteriez proposer sur la plateforme d'échange de réserve secondaire ? Etes-vous favorable à la mise en place d'une sélection des offres par préséance économique au niveau national ou régional avant la mise en place européenne de la plateforme d'échange de produits standards de réserve secondaire ?

Q27 : Etes-vous favorable au fait de devoir redéposer votre offre sur une autre plateforme vous-même ? Partagez-vous la proposition de la CRE consistant à optimiser les interactions entre plateformes, si cela est techniquement possible, à moyen/long terme ?

Q28 : Etes-vous favorable au maintien de produits spécifiques ? Partagez-vous la proposition de la CRE consistant à privilégier l'utilisation des produits standards ? Si oui, quelles propositions concrètes pourriez-vous formuler pour atteindre cet objectif ?

Non favorable à des produits spécifiques. Statkraft partage l'avis de la CRE sur l'utilisation de produits standards.

Q29 : Pensez-vous qu'il soit utile de garantir que les produits standards ayant une durée d'utilisation de 30 minutes puissent être offerts en cas de réduction de la fenêtre opérationnelle à 1h-1h15 ? Que pensez-vous de la proposition de la CRE pour y parvenir ? Quelles autres solutions envisageriez-vous ?

Statkraft considère qu'il est primordial d'avoir une standardisation des produits avec les voisins européens

Q30 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.5 ?

3.6 Rémunération et contrôle des offres d'ajustement

Q31 : Etes-vous favorable à une mise en œuvre de la rémunération au prix marginal par type de réserve au démarrage des plateformes européennes associées ?

Oui.

Statkraft est favorable à la mise en œuvre de la rémunération au prix marginal par type de réserve dès le démarrage des plates-formes européennes. Cela va dans le sens de la transition souhaitée vers la responsabilisation des responsables d'équilibre.

Q32 : Etes-vous favorable à une rémunération des offres de soutirage/injection incitant à livrer le volume activé de manière progressive (le gain de l'acteur diminuant légèrement en fonction de l'écart d'ajustement, dans la limite de +/- 20%, puis fortement au-delà) ? Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant le fait de ne pas créer un prix de règlement des écarts d'ajustement différent du prix de règlement des écarts ?

Afin d'assurer une concurrence équitable, Statkraft est favorable à cette disposition. Les acteurs doivent avoir une vision synthétique de l'état du marché, dont le bon fonctionnement repose sur un prix unique pour l'énergie en temps réel.

Q33 : Pensez-vous qu'il serait souhaitable que le contrôle du réalisé soit effectué à un pas de 5 minutes ?

Statkraft considère qu'il serait préférable dans un premier temps d'avoir un pas de temps harmonisé de 15', comme celui visé pour la transmission des programmes d'appel et du règlement des écarts. Toutefois, nous comprenons des documents et de la présentation du 06/01 que le pas de 5 min, va dans le sens d'un contrôle plus fin du réalisé pour les offres d'ajustement manuels. Avant de prendre une décision engageante, il nous semble nécessaire d'engager une étude afin de disposer d'éléments complémentaires et de simulation pour bien percevoir les avantages / inconvénients de passer à un pas de temps bien plus fin.

Q34 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.6 ?

Statkraft partage l'avis CRE sur les objectifs du régime de valorisation

- Le régime de valorisation retenu devra permettre de :
 - Favoriser la participation d'un **large panel de capacités** à l'ajustement, notamment sous la forme de produits standards;
 - Pour les offres standards, inciter les fournisseurs de service d'ajustement à **délivrer le profil d'ajustement en puissance standard** pour chaque offre activée;
 - Inciter les fournisseurs de service d'ajustement à **suivre leurs programmes de marche**;
 - Inciter les fournisseurs de service d'ajustement à **déclarer au plus tôt leur défaillance**;
 - Assurer une **concurrence équitable** entre capacités.

3.7 Principes de contractualisation des réserves entre GRT

Q35 : Êtes-vous en accord avec la proposition de la CRE concernant l'évolution des dispositifs de contractualisation de capacité sur la base de produits standards ? Quelles dispositions proposeriez-vous pour permettre aux capacités contractualisées d'être partagées sur les plateformes européennes (notamment concernant le mode d'activation direct ou programmé, les offres à stock et les dispositions ne permettant que deux activations par jour) ?

Favorable si cela est de nature à donner de la visibilité aux investisseurs dans les actifs de production sur le long terme (cas notamment de l'hydroélectricité, modernisation des actifs par augmentation

de capacité). De plus, l'offre hydroélectrique à un pas de temps hebdo / journalier peut être plus importante car adapté en fonction du stock hydraulique et des contraintes de restitution.

Cela va également dans le sens de l'harmonisation des règles européennes.

Q36 : Quelles propositions concrètes vous semblent prioritaires à mettre en œuvre pour améliorer les conditions de concurrence sur la réserve secondaire (changement du mode d'activation, extension de la prescription, contractualisation supranationale...) ?

Q37 : Partagez-vous la proposition de RTE de maintenir une contractualisation de certaines capacités à une échéance annuelle ? Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'instruire le choix de l'échéance court-terme de contractualisation ?

Il s'agit de faire évoluer cette proportion en fonction de l'augmentation de la part des ENR dans le mix énergétique. Plus il y aura d'ENR, plus la part journalière devra prendre de l'importance afin que les ENR puissent apporter leurs services de réglage en fonction d'une prévision météo plus fine. L'hydro fil de l'eau est également concernée par les échéances courtes.

Q38 : En ce qui concerne le partage et l'échange transfrontalier de réserves d'équilibrage, seriez-vous favorable à la mise en place d'une initiative pilote pour la réserve complémentaire ? Si non, pourquoi ?

Oui.

Q39 : Considérez-vous nécessaire de mener une refonte des régimes de pénalités en cas d'indisponibilité pour les différentes réserves, avant que leur mode de constitution ait évolué ? Si oui, à quelle échéance ?

Q40 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.7 ?

3.8 Constitution des offres et agrégation

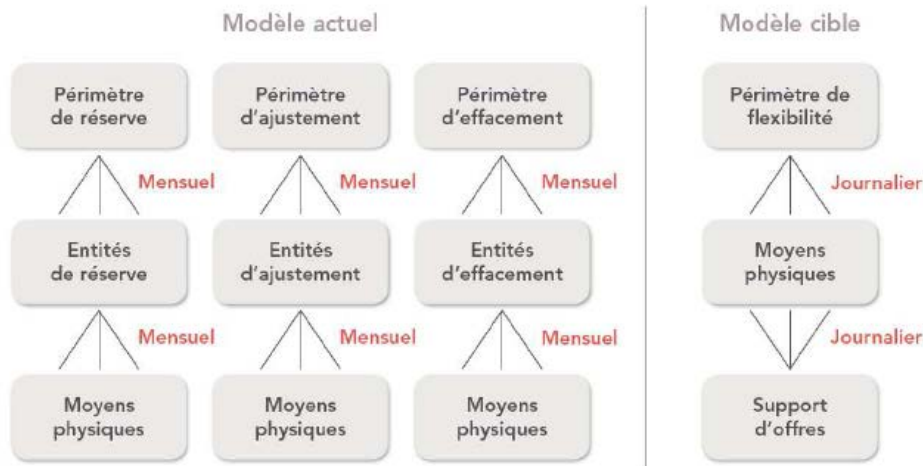
Q41 : Quel est le modèle de constitution des supports d'offres le plus adapté à vos besoins (site à site, agrégé ou portefeuille) ? Etes-vous favorable à la proposition de RTE concernant le modèle agrégé ? Si non, pourquoi et quelle(s) mesure(s) proposeriez-vous permettant à RTE de conserver une visibilité suffisante des flux sur le réseau ? Le modèle choisi doit-il être identique pour toutes les réserves ?

Statkraft partage la définition des enjeux :

Enjeux

- Le contexte d'intégration d'énergies intermittentes nécessite de tendre vers une participation accrue et plus large des flexibilités.
- Un des leviers permettant d'aider les acteurs à fournir des produits standards réside dans la flexibilité du modèle de constitution des offres.

Statkraft est favorable à une standardisation des produits de flexibilité, et souhaite une large concertation sur leur définition, en veillant à ce que les caractéristiques spécifiques des ENR et de l'hydro soient bien prises en compte.



Cela doit offrir la possibilité d'agréger des offres comprenant des installations raccordées au RPD et au RPT.

Q42 : Pensez-vous que l'intérêt de la présence de plusieurs acteurs fournissant différents types de réserve sur un même site soit justifié au vu de la complexité technique que cela introduirait ? Si oui, quelles solutions proposeriez-vous pour permettre à un site d'être géré par différents acteurs pour fournir différents types de réserves (s'agissant de la coordination de la gestion d'un même site entre plusieurs acteurs pour différentes réserves et la reconstitution ex-post (contrôle du réalisé) des actions des différents acteurs sur les différents types de réserves) ?

Il nous semble préférable de n'avoir qu'un seul acteur par site.

Q43 : Pensez-vous que les conditions d'agrégation proposées par RTE vous permettront d'offrir des produits standards ? Si non, pourquoi ? Quelles mesures alternatives proposeriez-vous pour favoriser l'offre de produits standards ?

L'évolution des périmètres de réserve vers un périmètre unique va dans le bon sens. Nous partageons l'objectif d'instruire cette question en 2018 pour une mise en œuvre au plus tôt en 2019.

Q44 : En prenant en compte le compromis nécessaire entre la flexibilité donnée aux acteurs et le besoin de visibilité des gestionnaires de réseau pour effectuer leurs analyses réseau, quelle est pour vous la fréquence de constitution la plus adaptée (mensuelle, hebdomadaire, journalière ou autre) pour :

o Le périmètre de flexibilité ?

o Le support d'offres (déclaration de l'agregat pour les offres d'énergie d'équilibrage) ?

Le périmètre de flexibilité doit pouvoir évoluer vers un horizon hebdomadaire plutôt que mensuel.

Q45 : En prenant en compte le compromis nécessaire entre la flexibilité donnée aux acteurs et le besoin de visibilité des gestionnaires de réseau pour effectuer leurs analyses réseau, quels seraient pour vous le mécanisme (glissant, guichets réguliers...) et le délai de notification d'entrée et de sortie d'une flexibilité les plus adaptés pour :

o Le périmètre de flexibilité ?

o Le support d'offres ?

Q46 : Envisageriez-vous de formuler des offres agréant des sites de soutirage et des sites d'injection ? Même question pour des sites connectés au RPD et des sites connectés au RPT. Quelle proportion de vos sites (puissance et pourcentage) serait concernée ?

Q47 : La plupart des propositions de RTE faites dans ce chapitre concernent la constitution des offres d'énergie. Selon vous, certaines de ces dispositions devraient-elles être déclinées pour la constitution des capacités ? Quelles évolutions des modalités de participation des capacités vous semblent prioritaires ?

Q48 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.8 ?

3.9 Participation des énergies renouvelables intermittentes

Q49 : Quel degré de priorité et quelle valeur accordez-vous à la participation des ENR à l'équilibrage ?

Avec une part croissante de la production d'électricité intermittente dans le mix énergétique européen, le marché doit être en mesure d'envoyer des signaux de prix précis et fiables : ces derniers sont garants d'un optimum technico-économique de la gestion des moyens du parc électrique.

L'augmentation progressive de la part des ENR intermittente dans le mix énergétique français et européen devra s'accompagner d'investissements dans les unités de production de pointe (dont le potentiel hydroélectrique de pointe), les solutions de stockage et la gestion de la demande. Les signaux de prix permettront aux acteurs du marché d'identifier le besoin en investissement, et la technologie appropriée, afin de permettre une intégration des ENR en maîtrisant les coûts pour le système.

Les producteurs ENR et/ou leur gestionnaire d'énergie doivent pouvoir participer au marché de l'équilibrage, selon des règles adaptées à leur contribution dans le mix énergétique et dans le déséquilibre potentiel (500 éoliennes de 2 MW ne s'effacent généralement pas en quelques secondes ...).

Q50 : Avez-vous des éléments de comparaison sur la participation des ENR aux marchés d'équilibrage dans les autres pays européens ?

Q51 : En distinguant en fonction de la filière (éolien, biomasse...), du mode de soutien (obligation d'achat, complément de rémunération et hors mécanismes de soutien) et du caractère existant ou futur de l'installation, pour quelles catégories d'installations renouvelables la participation à l'équilibrage vous paraît-elle la plus pertinente ? Merci de prendre en compte notamment les impacts sur l'équilibrage et sur les charges de service public de l'électricité.

Il est essentiel que les offres puissent se faire de manière asymétrique. Les offres à la baisse des ENR étant actuellement privilégiées pour des questions technico-économiques. La technologie éolienne est tout à fait adaptée à une participation au mécanisme de réglage, aussi bien à la hausse (pas de modèle économique pour l'instant) qu'à la baisse. Statkraft dispose déjà d'expérience de ce type en Allemagne (voir liens articles en début du document). La technologie PV s'accommode également bien des offres à la baisse, voire à une participation au réglage en tension en jouant sur le réactif.

Le dépôt des offres doit se faire le plus proche du temps réel.

Statkraft pense que toutes les ENR devraient être incitées à participer aux mécanismes d'équilibrage, l'offre à la baisse pouvant être réalisée au tarif d'achat ou Te (dans complément de rémunération). Cette offre peut s'avérer compétitive à certaines périodes de l'année lorsque les centrales traditionnelles ne disposent plus de marge à la baisse ou ne perçoivent pas d'intérêt économique à moduler sur quelques dizaines de minutes.

Statkraft a bien noté que RTE s'associe dès janvier 2017 à l'expérimentation aux côtés des GRT Allemand d'offres asymétriques pour la FCR, ce qui va dans le bon sens.

Q52 : Avez-vous l'intention de faire participer des ENR à l'équilibrage dans les prochaines années ?

Statkraft dispose déjà d'une expérience réussie sur ce sujet sur le marché allemand et britannique. Avec un parc de l'ordre de 10 000 MW, Statkraft a développé des outils de contrôle à distance permettant de fournir ces services. Statkraft souhaite faire bénéficier les acteurs de la filière de son expérience réussie d'agrégateur en France.

Cf article internet du site Statkraft:

- 1) Statkraft fournit de la réserve avec des éoliennes : ([lien](#))
- 2) Une centrale flexible de 10 000 MW d'énergie renouvelable -: <http://www.statkraft.fr/presse/actualites/Actualites-archives/2016/une-centrale-flexible-de-10-000-mw-denergie-renouvelable>

Q53 : Les propositions de RTE vous paraissent-elles pertinentes et complètes pour les différentes catégories ? Si non, quelles propositions formuleriez-vous pour favoriser la participation de ces différentes catégories ? A quelle échéance ?

Il nous paraît important que les futures règles du « balancing code » définissent des règles communes avec les pays dont la part d'ENR dans le mix énergétique est déjà importante (Danemark, Allemagne).

L'échéance doit être adaptée à la réalité de la progression des ENR dans le mix énergétique français. Il est néanmoins important de pouvoir mener des expériences pilotes avec les agrégateurs et propriétaires de parc qui le souhaiteront. Il nous semble préférable dans un premier temps de mettre en œuvre le nouveau cadre réglementaire avec « complément de rémunération ». 2019 pourrait ainsi être une échéance au plus tôt pour ces nouveaux services.

Q54 : Quelles interactions voyez-vous entre l'éventuelle participation des ENR et la conception des mécanismes de soutien ? Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'incitation des capacités sous complément de rémunération à participer au mécanisme d'ajustement ?

Il est primordial que le dispositif fonctionne sur les mêmes principes en France et en Allemagne, où le complément de rémunération est actuellement versé en fonction de **l'énergie injectée**. Statkraft partage l'avis de la CRE sur l'incitation des capacités à participer au mécanisme d'ajustement. L'offre négative devra cependant être pour tous les pas de temps calé à un prix minimum de Te.

Q55 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.9 ?