

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français

Réponse d'EDF

20/01/2017

INTRODUCTION

EDF accueille favorablement la présente consultation publique de la CRE relative à la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français. L'évolution du mécanisme d'équilibrage en France s'inscrit dans la démarche d'intégration des marchés européens, comme prévu par le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage, et d'adaptation aux évolutions du cadre législatif et réglementaire français, notamment avec la mise en œuvre de la loi TECV.

La définition d'un programme de travail pluriannuel qui propose clairement le modèle cible et le calendrier pour y parvenir est un exercice fondamental pour garantir aux acteurs de marché la visibilité nécessaire sur les changements à venir. La publication de la feuille de route par RTE et la future adoption par la CRE d'une délibération portant orientation sur les options d'architecture à retenir sont donc des étapes importantes dans ce processus.

Comme souligné par la CRE, l'implication anticipée des acteurs de marché est un élément clé de la réussite de ces transformations et elle doit donc être poursuivie tout au long du processus d'adaptation des règles. Il est, par conséquent, essentiel que les acteurs soient associés à la définition des hypothèses qui seront utilisées dans les analyses technico-économiques menées par RTE dans le cadre de l'évaluation des options proposées pour l'évolution de l'équilibrage en France.

EDF partage le diagnostic de RTE et de la CRE sur l'efficacité du modèle de gestion proactive du système électrique français et sur sa compatibilité avec la cible définie par le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage. Le maintien du modèle marges en France permet de minimiser le dimensionnement des réserves contractualisées, tout en garantissant au GRT les moyens d'assurer sa mission d'équilibrage du système électrique. **Le maintien de ce modèle nécessite toutefois la coexistence de produits standards et de produits spécifiques qui peut se révéler complexe pour les acteurs de marché.** Ce double mécanisme ne doit pas constituer un frein au dépôt d'offres standards, auxquelles RTE doit avoir recours en priorité pour les besoins d'équilibrage. En outre, les situations de filtrage par RTE d'une offre standard qui aurait été compétitive doivent donner lieu à une compensation de la perte d'opportunité pour le fournisseur de services d'ajustement (FSA).

EDF souhaite également souligner que, parmi les mesures proposées dans la feuille de route de RTE, la priorité doit être accordée à :

- **La mise en œuvre des plateformes européennes d'échange d'énergie**, en assurant un niveau satisfaisant de volumes offerts sous forme de produits standards. Cela nécessite d'avancer dans la définition des produits standards avec l'objectif de trouver un compromis entre le niveau d'harmonisation nécessaire pour permettre les échanges transfrontaliers et la nécessité d'éviter l'exclusion des capacités dont la contribution est importante pour l'équilibrage du système électrique. Il sera également nécessaire de clarifier les interactions entre l'utilisation de produits standards et des produits spécifiques.
- **L'amélioration de la visibilité offerte aux responsables d'équilibre (RE) sur leur périmètre** grâce à l'accélération et la fiabilisation de la publication de leurs écarts. Ceci est une condition essentielle pour une amélioration de la qualité des prévisions des RE qui conduit à la réduction

des leurs écarts, et par voie de conséquence des besoins d'équilibrage. Une telle évolution doit accompagner tout renforcement des incitations financières pesant sur les responsables d'équilibre.

En outre, EDF considère **que le besoin exprimé par RTE de disposer d'une visibilité fine sur la puissance délivrée par les acteurs d'ajustements ne doit pas s'accompagner d'incitations financières disproportionnées** qui pourraient avoir un effet inflationniste sur le prix des offres, et donc sur le prix de règlement des écarts, ou conduire à une réduction des volumes offerts.

Enfin, EDF estime que certaines des évolutions proposées ne sont pas prioritaires : i) la modification du pas de règlement des écarts, ii) un dispositif d'échange ou partage de la capacité de réserve complémentaire via la plateforme TERRE, iii) une évolution ultérieure de la matrice de règlement des écarts.

Pour EDF, la mise en œuvre de la feuille de route représente un investissement très important. Il est donc primordial que cet investissement s'inscrive dans la durée. Pour cela, il est nécessaire que les dispositions du paquet législatif de la Commission européenne « Une énergie propre pour tous les Européens », tout en favorisant l'intégration des marchés d'ajustement, ne remettent pas en cause les grandes orientations qui seront actées dans la feuille de route.

QUESTIONNAIRE

Articulation des marchés de court terme (Q1 à Q4)

Q1 : Êtes-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 ?

EDF considère, en tant que responsable d'équilibre et acteur de marché, avoir besoin d'agir sur son portefeuille d'actifs au plus près du temps réel. A ce titre, EDF est donc favorable à un délai de neutralisation le plus court possible.

Cependant, EDF considère également qu'il est primordial que la maîtrise des flux et la sûreté de fonctionnement du système en temps réel puissent se faire dans les meilleures conditions. Ces missions relèvent de la responsabilité du gestionnaire de réseau de transport qui est le seul à disposer de l'ensemble des informations sur l'état du système et des leviers d'actions. EDF observe que les mesures potentiellement nécessaires pour continuer à assurer la sûreté du système en cas de réduction du délai de neutralisation pourraient être coûteuses au regard des bénéfices attendus de cette mesure (par exemple : augmentation des réserves, limitation/imposition de groupes de production, limitation préventive des possibilités de re-déclaration des groupes de production en infra-journalier).

Le délai de neutralisation fixé à une heure semble donc un compromis satisfaisant.

L'augmentation du nombre de guichets (passage à 48 ou 96 guichets) va déjà conduire à un rapprochement du temps réel de la fenêtre d'action des acteurs, et donc à une réduction de la fenêtre opérationnelle du GRT. Si, dans le même temps, le délai de neutralisation était réduit en dessous d'une heure, la fenêtre opérationnelle du GRT serait limitée à une heure au plus : cela exclurait *de facto* la *Replacement Reserve* (DMO 30') et nécessiterait de refondre en profondeur le processus d'équilibrage. Cela signifierait également que les développements engagés sur la plateforme TERRE ne seraient pas pérennes et représenteraient des coûts échoués. Si une telle cible devait être envisagée, il conviendrait de toute urgence de reconsidérer la trajectoire prévue pour la mise en œuvre de TERRE.

Q2 : Êtes-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 ?

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) ?

EDF est favorable à l'alignement des guichets infra-journaliers sur le pas de temps de règlement des écarts, en passant à 48 guichets de 30 minutes (voire à terme 96 guichets de 15 minutes en fonction des orientations retenues sur le pas de règlement des écarts, cf. question 15).

Pour être pleinement efficace, cet alignement du nombre de guichets doit concerner à la fois les guichets transfrontaliers et les guichets de programmation.

Le passage à 48 guichets de programmation se traduirait cependant par une réduction à 1h30 de la fenêtre opérationnelle du GRT. Conformément au principe de séparation temporelle des actions des acteurs de marché et du GRT, il faudrait en conséquence adapter la plateforme d'échanges TERRE pour la passer également à un processus demi-horaire et réduire la fenêtre de livraison. Il faudra tout particulièrement veiller à un bon enchaînement entre les guichets de programmation, les guichets

d'offres pour les plateformes européennes d'échanges d'énergie d'ajustement, la mise en œuvre des ordres d'activation des offres acceptées et la prise en compte de leurs conséquences dans les guichets suivants de programmation/offre (avec une complexité accrue si un même levier doit être transféré entre plusieurs plateformes, cf. question 37).

Il ne semble donc pas réaliste de mener ces deux évolutions (mise en œuvre de TERRE et passage à 48 guichets) de front dans des échéances aussi courtes. EDF est favorable à une évolution par étapes, l'augmentation du nombre de guichets pourra être envisagée dans une deuxième phase après la mise en service de la plateforme TERRE dans son périmètre initial en 2018 (processus horaire). EDF est donc plutôt favorable au calendrier proposé par RTE : instruction du passage à 48 guichets en 2019, pour mise en œuvre en 2020.

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

Modèle de sureté français (Q5 à Q8)

Q5 : Êtes-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 ?

EDF partage l'analyse de RTE et de la CRE selon laquelle le maintien du modèle marges en France permet de minimiser le dimensionnement des réserves contractualisées, tout en garantissant au GRT les moyens d'assurer sa mission d'équilibrage du système électrique. Il est néanmoins souhaitable que cette analyse soit étayée par les éléments quantitatifs devant alimenter le livre blanc.

Dans la mesure où la cible définie par le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage ne remet pas en cause une telle gestion proactive du système électrique, EDF est favorable à son maintien. En effet, EDF considère que, dans ce cadre, la mise en commun des offres d'équilibrage en énergie sur les plateformes d'échanges devrait permettre une meilleure utilisation des ressources disponibles, sans accroître le besoin de réserve.

Cependant, comme nous le détaillons dans la réponse à la question 28, le maintien du modèle marge en France doit garantir que la coexistence des offres implicites et des produits standards ne génère pas une trop grande complexité pour les acteurs.

Enfin, le recours par RTE à des actions en amont de la fermeture du dernier guichet doit s'appuyer sur un mécanisme de marché.

Q6 : Êtes-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 ?

EDF est favorable au renforcement de la transparence pour les actions menées sur l'ajustement. En particulier, toute activation par RTE d'offres d'équilibrage spécifiques pour marges, rémunérée au prix d'offre, pouvant priver les FSA d'une rémunération au prix de clearing sur une plateforme d'échanges, devra être justifiée.

Afin que les FSA soient à même de suivre les actions menées par RTE en amont de la fenêtre opérationnelle, EDF souhaite que RTE publie les critères d'activation de ces ajustements (marges requises et constatées, bouclage prévisionnel France vu par RTE pour les heures à venir) ainsi que les volumes d'ajustement activés pour cause marges, non seulement les ajustements passés mais également ceux déjà lancés pour le futur (RTE ne publie aujourd'hui qu'a posteriori, c'est-à-dire les ajustements concernant les pas 30 minutes du passé).

Q7 : Êtes-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 ?

EDF partage l'analyse de la CRE selon laquelle l'affectation des coûts de reconstitution des marges a déjà été traitée par la CRE dans la délibération portant décision sur le TURPE 5. EDF s'était d'ailleurs exprimée favorablement sur la proposition de la CRE de financement de la constitution des réserves d'équilibrage à travers le TURPE.

Concernant la proposition de Microeconomix au sujet de la neutralité technologique du mécanisme de reconstitution des marges, EDF souligne que le rapport ne permet pas de conclure si l'existence d'un biais est avérée puisque tous les horizons de temps ne sont pas pris en compte dans l'étude.

EDF est donc favorable à la proposition de la CRE de ne pas retenir les deux recommandations de Microeconomix.

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

Sur un plan général, EDF estime que l'utilisation du modèle marge en France semble faire ses preuves, y compris sur le plan de l'efficacité économique. Cette estimation mérite d'être confirmée par des éléments quantitatifs. EDF souhaite que les acteurs de marché soient associés à la définition des hypothèses et scénarios de ces études (notamment en ce qui concerne les capacités techniques des acteurs) afin que les résultats puissent être partagés.

Il est également important de s'assurer que ce modèle restera compatible, dans la durée, avec la réglementation européenne.

Dispositif de programmation (Q9 et Q 10)

Q9 : Êtes-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 ?

Concernant la déclinaison de l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 prévoyant l'envoi du programme d'appel au GRD, EDF demande (i) que les responsables de programmation n'aient pas à envoyer deux fois les mêmes informations au GRT et au GRD (charge aux gestionnaires de réseau de se coordonner) et (ii) qu'un guichet unique soit mis en place pour l'envoi aux différents GRD.

EDF est favorable à la proposition de la CRE de ne pas retenir certaines des évolutions envisagées par RTE, pour les raisons suivantes :

- L'idée émise par RTE d'étendre l'obligation de programmation aux sites de soutirage semble particulièrement complexe à mettre en œuvre. Il faudrait au préalable préciser les responsabilités respectives du fournisseur, du site et des opérateurs d'effacement.
- EDF considère que le pas de temps de programmation doit être homogène avec le pas de temps de règlement des écarts. EDF n'est donc pas favorable à une réduction du pas de programmation. En dehors de la perspective de réduction du pas de temps 15 minutes (cf. question 15), la programmation doit rester à pas 30 minutes.

Cependant, comme relevé par la CRE, la traçabilité des programmes d'appel et de marche par RTE est perfectible : il en résulte des erreurs dans l'évaluation de l'ajustement. Il faut donc faire évoluer la façon de tracer le programme d'appel de référence. Soit RTE le fait en appliquant les mêmes principes au programme de marche et au programme d'appel (application du gradient de variation, à pas 5 minutes), soit les FSA lui transmettent leur propre vision (traduction à pas 5 minutes du programme d'appel établi à pas 30 minutes) : EDF ne voit pas d'inconvénient à cette seconde option.

- EDF considère que l'extension de l'obligation d'offrir la puissance techniquement disponible n'est pas nécessaire dans le cadre d'un marché efficace. On peut considérer que les différents mécanismes (plateformes européennes d'échange d'offres, contractualisations des réserves, etc.) fourniront un cadre suffisamment incitatif à une participation des capacités aptes à contribuer à l'équilibre.

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

RTE demande aux producteurs de lui envoyer, en réponse à une activation d'offre standard d'ajustement, le programme de marche des groupes de production tenant compte de l'ordre d'ajustement. Dans le cadre actuel des offres implicites, ce programme de marche est directement établi par RTE à partir des caractéristiques des groupes communiquées par les acteurs d'ajustement.

EDF ne s'oppose pas à l'envoi du programme de marche à RTE, ce qui permettra à RTE et aux acteurs d'avoir la même référence de l'ajustement attendu. Le délai demandé par RTE (au plus tard 2 minutes après l'acquit TAO) n'est cependant pas envisageable compte tenu des gestes de vérification à mener avant de mettre en œuvre l'ordre d'ajustement. EDF considère que le programme de marche doit pouvoir être transmis à RTE en même temps que l'envoi au groupe de son programme à exécuter, au plus tard au début de la plage de livraison (à l'issue du DMO). Parmi les raisons nécessitant un délai

pour cet envoi, il est primordial qu'EDF s'assure en temps réel que l'activation n'induit pas de risque pour les personnes et le matériel, pour les moyens hydrauliques en particulier¹.

Si RTE maintenait une exigence d'envoi en 2 minutes, la seule solution serait l'envoi du programme de marche théorique ayant servi à la préparation de l'offre, suivi, le cas échéant, d'une mise à jour.

¹ Pour les groupes hydrauliques le DMO se décompose en une phase assez longue de vérification du respect de la sûreté hydraulique, suivi d'une variation rapide. Il n'est donc pas possible de confirmer le programme de marche avant la fin de cette phase d'analyse.

Coordination entre équilibrage et gestion des flux sur le réseau (Q11 à Q14)

Q11 : Êtes-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 ?

EDF est favorable au maintien d'une gestion intégrée entre l'équilibre offre-demande et les flux sur le réseau où les actions de gestion de congestions engagent une rémunération juste des moyens sollicités, intégrant les coûts d'opportunités.

Sur le plan économique, il semble en effet pertinent que RTE puisse avoir accès à l'ensemble des capacités disponibles sans segmentation par motif d'activation. Dans le cas contraire il en résulterait une perte d'efficacité au détriment du consommateur. Ainsi qu'il a été mentionné dans la réponse à la question 5, le maintien d'actions de RTE en amont de la fermeture des guichets de re-déclaration doit permettre *a priori* de réduire les coûts globaux de gestion du système.

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 ?

Le processus proposé par RTE maintient la responsabilité du GRT de mesurer l'impact sur le réseau de l'activation des ajustements. Il convient cependant que les principes suivants soient respectés :

- Les offres standards formulées par les FSA et filtrées par RTE sont transmises à la plateforme, en indiquant qu'elles ne peuvent pas être activées. RTE devra justifier toute offre ainsi labellisée et en informer les FSA concernés.
- Dans le cas où RTE filtrerait une offre standard en aval de la sélection par la plateforme, étant donné que les offres transmises à la plateforme sont considérées comme fermes, il reviendrait à RTE de compenser l'énergie attendue par l'activation d'une autre offre.
- Les FSA ayant formulé une offre standard compétitive par rapport au prix marginal de la plateforme, mais qui a été marquée « non partagée » par RTE ou qui a été bloquée en aval, doivent être compensés pour leur perte d'opportunité (prix marginal – prix d'offre).
- Le surcoût lié à la gestion des contraintes réseau (marge ou congestion) est pris en charge par le GRT, afin que ce dispositif ne masque pas des coûts de redispatching qui permettraient de révéler des signaux de long terme (cf. question 13).

Q13 : Pensez-vous qu'un mécanisme de compensation financière, pour les offres dans la préséance 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 ?

Si EDF partage l'objectif de minimiser les coûts d'équilibrage du réseau, il est également essentiel de révéler les signaux d'investissement nécessaires pour le renforcement du réseau, dans le cadre des zones de prix existantes.

Le processus de gestion des contraintes réseau doit donc prévoir une prise en charge par RTE des surcoûts générés par ces contraintes.

En revanche, en ce qui concerne les acteurs de marché, les décisions d'investissements de long terme (ex. les investissements en nouvelle capacité de production) reposent sur de multiples paramètres : ce

mécanisme de compensation constituerait un signal trop faible et incertain pour guider de telles décisions, d'autant plus que l'impact financier de la mesure concernerait en premier lieu la capacité déjà installée.

Il convient en effet de considérer qu'une congestion pourrait être le fruit du raccordement ultérieur d'autres unités qui ont un impact sur les possibilités d'évacuation de la production d'installations existantes. Dans ce cadre, l'absence de compensation des producteurs en cas de filtrage des offres standards ne semble donc pas justifiée ni appropriée comme signal de localisation.

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

Il conviendra que RTE assure une transparence adéquate sur le filtrage des offres standards formulées par les FSA (que ce soit en amont ou en aval de la sélection par la plateforme).

Incitations des responsables d'équilibre (Q15 à Q18)

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 ?

En tout premier lieu, EDF tient à souligner que certains des scénarios de l'étude ENTSO-E sur l'évolution du pas de règlement des écarts font ressortir une perte nette pour la France en cas de passage à un pas 15'. En particulier, EDF émet des réserves sur les gains attendus du transfert de certains volumes du MA vers les marchés IJ et souhaite que ce volet soit davantage expliqué. De plus, les coûts de transition seraient importants, que ce soit pour les gestionnaires de réseau ou les acteurs de marché. Pour ce qui concerne EDF, le passage au pas 15 minutes nécessiterait d'importantes adaptations des systèmes d'information et des algorithmes d'optimisation.

D'une façon générale, EDF considère que l'harmonisation du pas de temps ne représente ni une priorité ni un pré requis pour l'intégration des marchés européens. Dans l'hypothèse où le pas de règlement des écarts serait à terme fixé à 15 minutes, il sera nécessaire de disposer de temps afin de mener à bien ces évolutions. Une échéance plus éloignée permettrait en outre de bénéficier du cycle naturel de renouvellement des outils informatiques, ce qui ne serait pas le cas avec la date de 2020 actuellement prévue par le projet de règlement européen sur l'équilibrage. EDF est donc favorable à la proposition de RTE de mettre en œuvre ce changement à l'échéance la plus tardive possible.

EDF considère par ailleurs que les évolutions relatives aux codes de réseau sont nombreuses et qu'il ne sera pas possible de tout faire en même temps : il est donc souhaitable de mener en priorité les évolutions les plus porteuses de valeur, telles que le partage des offres d'équilibrage ou l'amélioration du processus d'affectation des écarts RE (cf. §3.4.2 et questions 19 à 22).

Q16 : Êtes-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 ?

Q17 : Êtes-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 ?

Sur le principe, EDF n'a pas d'objection à ce qu'une nouvelle évolution des modalités de règlement des écarts soit étudiée. EDF appelle toutefois à une certaine stabilité de ce mécanisme, qui va déjà évoluer en 2017. Avant d'envisager toute nouvelle évolution, il sera nécessaire de disposer d'un bilan de ces évolutions et de la valeur du coefficient k assurant l'équilibre du Compte Ajustements-Écarts (CAE).

EDF est favorable au maintien d'un prix de règlement des écarts fixé au prix moyen pondéré : ceci permet, conformément à l'article 57 du projet de règlement européen sur l'équilibrage, d'affecter aux Responsables d'Equilibre le prix de l'énergie d'équilibrage activée par RTE. Passer le règlement des écarts au prix marginal de toutes les réserves reviendrait à générer pour le CAE un excédent non justifié. EDF considère donc plus transparent d'afficher explicitement le solde du compte ajustements-écarts, et de le neutraliser par le dispositif de reversement (coefficient k), assurant ainsi la neutralité financière du GRT, en toute transparence.

EDF s'interroge sur les raisons conduisant à considérer que le règlement des écarts n'est pas assez incitatif. Avant tout, il conviendra de préciser s'il est souhaitable de modifier l'objectif poursuivi par le règlement des écarts, au delà du financement de l'énergie d'équilibrage, en incitant les RE à contribuer

à l'équilibre du système France plutôt qu'à équilibrer leur propre périmètre. Pour EDF, le mécanisme actuel est déjà suffisamment incitatif², les écarts RE résultent pour beaucoup du manque de visibilité des RE sur leur bilan (cf. §3.4.2 et question 19 à 22). Ce manque de visibilité est considéré par EDF comme l'élément sur lequel les efforts d'amélioration devraient porter en priorité.

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

² Cf. fig.1 p.17 du livre vert « Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français » de RTE : Prix de Règlement des Écarts Négatifs > Prix de marché > Prix de Règlement des Écarts Positifs.

Rôle et leviers des responsables d'équilibre (Q19 à Q23)

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.

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 ?

EDF partage largement l'analyse de la CRE : il est fondamental d'accélérer et de fiabiliser la publication des écarts de périmètre RE. Ceci est une condition nécessaire à l'amélioration de la qualité de la prévision afin de réduire les écarts des RE, et par voie de conséquence des besoins d'équilibrage.

Pour gérer au mieux ses écarts, un RE doit disposer le plus tôt possible des résultats de ses écarts et des consommations/productions imputées dans son bilan de RE afin de lui permettre de faire une analyse précoce de la qualité de ses prévisions. Aujourd'hui ces résultats sont publiés en S+3, de façon beaucoup trop tardive pour que le RE dispose d'une boucle de retour lui permettant de recalculer rapidement ses modèles de prévision. Il faut également signaler qu'une partie de ces résultats n'est pas exploitable aujourd'hui en raison de la non publication de certains GRD à cette échéance. Ce problème et ses impacts ont été clairement mis en évidence lors des travaux du GT Recoflux.

EDF demande donc une amélioration de ces publications en termes d'exhaustivité et de délai de publication. Une première étape a été franchie avec une publication en S+1 à la maille Enedis mais il est nécessaire que cette étape S+1 devienne rapidement le nouveau standard pour la première publication des résultats.

La cible serait une première publication au plus proche du temps réel, de l'ordre du J+1. Une telle cible paraît envisageable avec les compteurs communicants (accès aux données Linky en J+1) mais surtout avec des données de type « données speed », proposées par RTE, avec une publication en cours de journée. Des tests réalisés avec ces « données speed » ont prouvé leur très grande utilité pour recalculer efficacement et très rapidement les prévisions. EDF demande ainsi que les gestionnaires de réseaux développent des publications de données agrégées à des échéances proches du temps réel.

Une autre composante importante pour la prévision des RE est la composition du périmètre pris en compte par les gestionnaires de réseaux. Si chaque RE assure la gestion de son périmètre, il n'a pas de visibilité sur le périmètre qui sera réellement pris en compte par les gestionnaires de réseaux. Pour réduire cette incertitude, il serait intéressant de disposer d'un périmètre prévisionnel produit par les gestionnaires de réseaux à partir des éléments en leur possession (demande de rattachement, demande de changement de fournisseur pour des dates futures). Aujourd'hui, seul Enedis publie le périmètre RE (en S+1) : il faudrait que cette pratique soit généralisée et que les autres gestionnaires de réseaux (RTE, ELD) publient également un périmètre.

Il est important pour un RE de comprendre et maîtriser les composantes du dispositif de reconstitution des flux. Par exemple, il doit pouvoir analyser le « comportement » du coefficient de calage pour pouvoir l'intégrer dans son processus de prévision. Pour cela il doit avoir une vision des composantes qui influent sur le calcul de ce coefficient. Les données correspondantes sont les données de consommation/production agrégées tous RE confondus, avec une décomposition assez fine (niveau de tension, profil), ainsi que des indicateurs sur la qualité de ces données (exhaustivité des courbes de charge, exhaustivité des données publiées par les ELD en S+3, etc.). Certaines de ces données sont déjà publiées, d'autres ne le sont pas et font l'objet de demandes d'EDF dans le cadre du GT Recoflux.

Malgré toutes ces évolutions, il est important de noter que toute estimation des soutirages comme des injections d'un périmètre revêt une part d'imprécision (lié par exemple à l'aléa climatique), en dépit des améliorations qui pourront être apportées au processus. Cette part d'imprécision ne pourra pas être levée par des incitations financières plus importantes pour les RE, mais davantage par une amélioration de l'ensemble de la chaîne de reconstitution des flux (qui ne dépend pas des RE).

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

Le Comité de Gouvernance du Profilage (CGP) s'est doté d'indicateurs de qualité par profil et Enedis possède désormais des panels de clients permettant de mettre à jour les principaux profils de la gamme. EDF propose d'exploiter dès maintenant ces dispositifs pour mettre en place un processus de mise à jour annuelle systématique des profils à partir des panels.

En termes d'évolution de la gamme des profils, les compteurs communicants vont favoriser le développement d'offres innovantes, ce qui va poser la question du processus de création de nouveaux profils. Ce processus de prise en compte de nouvelles offres dans le dispositif de reconstitution des flux reste à clarifier (un des chantiers prioritaires du CGP pour 2017).

Comme déjà souligné, il est important que le dispositif de reconstitution des flux reste compréhensible et maîtrisable pour un RE. Une gamme limitée de profils contribue à cet objectif : une multiplication des profils complexifierait l'analyse des résultats et augmenterait les périodes d'instabilités du dispositif liées à des transferts inter-profils et/ou à une mauvaise qualité initiale d'un nouveau profil. Enfin dans le cas de la création d'un nouveau profil, EDF demande qu'Enedis soit en mesure de construire très rapidement un panel permettant de contrôler la qualité de ce profil et, le cas échéant, d'améliorer très rapidement sa qualité.

Sur les évolutions de la technique de profilage, les études Enedis ont confirmé le potentiel du profilage dynamique et son apport pour une meilleure modélisation de la consommation. Il introduit cependant une incertitude supplémentaire pour la prévision des RE (à mettre en regard d'une probable réduction de l'incertitude du coefficient de calage).

EDF est favorable à l'introduction à court terme du profilage dynamique pour la Réconciliation Temporelle. Ce chantier fait partie du programme de travail du CGP. En revanche, pour le calcul des écarts, en raison de l'incertitude évoquée ci-dessus et des enjeux financiers associés, une instruction plus approfondie doit être menée sur l'utilisation du profilage dynamique.

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

Sur les évolutions de la reconstitution des flux, le projet de feuille de route évoque le scénario du passage en tout courbe de charge, c'est-à-dire la disparition du profilage. Pour EDF, ce scénario ne se justifie pas en termes de rapport précision/coût. En effet, un profil construit à partir d'un panel de qualité et mis à jour régulièrement apporte un niveau de précision identique.

Une autre composante rarement évoquée dans la modélisation Recoflux est le modèle des pertes réseaux. Aujourd'hui, les coefficients de ce modèle sont actualisés à un pas annuel par Enedis sans que les RE disposent des éléments pour évaluer objectivement ces actualisations. EDF estime que désormais, avec les données issues des relevés de consommation quotidienne Linky et les données de consommation issues de l'ensemble des panels Enedis, il est possible par extrapolation d'estimer de façon fiable la consommation des sites profilés sur une période donnée (par ex le mois, voire la journée) et d'en déduire à ce pas de temps le terme de bouclage qui correspond aux pertes réseaux.

Ce processus pourrait venir compléter le processus actuel de mise à jour du modèle de pertes et être partagé avec les RE.

EDF considère que le processus de réconciliation temporelle est extrêmement long, puisque son résultat est connu en fin d'année N+2 pour une période Juillet N à juin N+1. Outre la mise en œuvre du profilage dynamique évoquée en question 21, des évolutions sont donc envisageables et souhaitables à court et moyen termes :

- A court terme, EDF propose de mettre en place une étape d'estimation de la réconciliation temporelle au second semestre de N+1. Selon le même principe que celui décrit précédemment pour le modèle de pertes : l'utilisation des données quotidiennes Linky et des données panels permettraient par extrapolation de faire une première estimation des consommations profilées finales sur la période juillet N/juin N+1. Une autre évolution court terme serait d'exploiter pour le calcul final de la Recotemp les données quotidiennes des compteurs Linky.
- A moyen terme, une fois le déploiement de Linky généralisé, il sera possible de faire le calcul Recotemp dès la fin de la période Juillet N/juin de N+1 en utilisant a minima les index mensuels et encore mieux les index quotidiens des compteurs Linky. Pour aller plus loin encore, le pas annuel du calcul de la Recotemp pourrait être remplacé par un calcul à un pas mensuel, voire hebdomadaire ou quotidien selon que les données de consommation sont accessibles sur tous les compteurs à ces pas de temps. Sur le principe et hors rejeux correctifs, les résultats Recotemp seraient alors disponibles dès M+1, S+1 ou J+1.

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

Caractéristiques des produits standards (Q24 à Q30)

Q24 : Êtes-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 ?

Si l'harmonisation des processus d'équilibrage ne paraît pas nécessaire pour bénéficier de la mise en commun des offres en énergie, EDF partage le fait qu'une certaine harmonisation des produits d'équilibrage serait souhaitable. Néanmoins, il convient de s'assurer que le format retenu n'exclut pas de l'équilibrage des capacités qui y contribuent actuellement. Ainsi, un compromis doit être trouvé entre la recherche des bénéfices issus de la mise en commun des offres et de ceux issus d'un volume d'offres important par produit.

Concernant ces volumes, nous déplorons qu'il n'y ait pas eu d'étude approfondie quant aux capacités physiques actuelles et futures des FSA potentiels, dans le cadre de la définition des produits standards. Lorsqu'une étude a été menée, comme cela a été le cas sur la aFRR (*automatic Frequency Restoration Reserve*), cette étude a été particulièrement optimiste en termes de capacité disponible, ne tenant pas compte de toutes les contraintes des groupes.

Au regard du dernier projet de définition des produits standards présenté par l'ENSTOE lors du *Balancing Stakeholder Committee* du 7 décembre 2016, les remarques d'EDF sont les suivantes :

- **Sur le produit de RR (*Replacement Reserve*)**

EDF accueille favorablement les caractéristiques du produit telles que le DMO de 30 minutes ainsi que la possibilité d'offrir pour une livraison sur une période d'une heure.

Cela ne veut toutefois pas dire qu'EDF sera en mesure de proposer des volumes importants dès le démarrage de TERRE. La mise en œuvre d'offres sous forme standard nécessite en effet des travaux d'adaptation importants.

- **Sur le produit de mFRR (*manual Frequency Restoration Reserve*)**

Pour pouvoir offrir autant que possible les capacités actuellement contractualisées en réserves rapide et complémentaire, le délai de mobilisation (*FAT*) doit être fixé à 15 minutes et non 10 minutes. Toutefois, la période de livraison de 15 minutes proposée par l'ENTSOE ne permettrait pas d'offrir de nombreuses capacités qui ont une durée minimale de fonctionnement supérieure : EDF considère donc que le fait de pouvoir formuler une offre sur une période de 30 minutes ou sous la forme de deux blocs de 15 minutes liés entre eux est souhaitable car elle permettrait d'augmenter notablement les volumes disponibles en mFRR.

Concernant à la fois les produits de RR et de mFRR, EDF tient à signaler que la durée de livraison a un impact crucial sur les volumes disponibles : pour EDF, les volumes qui peuvent être livrés sur une période de 15 minutes sont bien inférieurs à ceux qui peuvent l'être sur une période de 30 minutes.

- **Sur le produit de aFRR**

Cf. plus bas la réponse à la question 26.

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 ?

Afin que les FSA de différents pays soient placés sur un pied d'égalité, il est essentiel qu'ils reçoivent les mêmes incitations à délivrer un produit standardisé. L'effort de standardisation des produits d'équilibrage ne devrait pas conduire à ce que les règles locales particularisent le comportement des FSA pour la fourniture de l'énergie d'équilibrage. Il est donc impératif que le gabarit de livraison

souhaité par RTE soit identique au produit standard : comme évoqué en question 32, l'énergie fournie par le FSA en réponse à un ordre d'ajustement doit être jugée par rapport à cette référence.

Néanmoins, EDF rappelle que les vitesses de variation des groupes de production sont déterminées par leurs caractéristiques techniques et ne peuvent être modifiées : le profil de livraison sera donc déterminé par ces caractéristiques (cf. question 32).

En particulier, pour la *Replacement Reserve*, EDF sera attentive à ce que le produit défini par le projet TERRE soit bien identique au produit standard de RR.

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 ? Êtes-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 ?

Caractéristiques du produit de aFRR

Les exigences actuelles de RTE imposent que les entités de réglage soient aptes à parcourir la bande de télé-réglage en 800s (passage du niveau N de -1 à +1), ce qui correspond à un délai d'activation (FAT) de toute la réserve contractualisée à la hausse, respectivement à la baisse (« demi-bande ») en 400s en régime normal, et en 133/2 s de manière exceptionnelle.

Le choix du temps de libération de la réserve secondaire française repose sur des considérations historiques³ et les conditions de participation des groupes de production nucléaire aux réglages primaire et secondaire ont notamment fait l'objet d'autorisations spécifiques de l'ASN : valeur maximale des bandes de participation, pente maximale de variation de puissance en situation normale et en situation exceptionnelle. Il n'est pas envisagé de solliciter une réévaluation des autorisations de l'ASN sur un changement de la dynamique du réglage et, en tout état de cause, une telle réévaluation nécessiterait au préalable de longues et coûteuses études techniques.

Par conséquent, EDF appuie la définition d'un produit de aFRR avec un temps de libération supérieur ou égal à 400s : parmi les deux produits potentiels de aFRR présenté par l'ENTSOE, EDF est donc favorable à celui présentant un FAT de 450s.

Etant donné les contraintes techniques expliquées ci-avant, les conséquences d'une réduction du temps de libération de la réserve secondaire nous semblent importantes pour le système français. En effet, si l'exigence de libérer toute la réserve à la hausse (resp. à la baisse) passait à 300s au lieu de 400s, la capacité de réserve des groupes de production nucléaire, *a minima*, serait automatiquement amputée d'un quart. Pour satisfaire le même volume de réglage secondaire, il faudrait donc placer plus de groupes en réserve. Ceci impliquerait une augmentation du coût de programmation de la réserve puisque ces moyens auraient une perte d'opportunité plus importante que ceux programmés actuellement en réserve.

Avant toute décision concernant la dynamique du produit aFRR, il faudrait s'assurer qu'il existe en France un gisement suffisant pour assurer le volume requis de réserve secondaire à un coût acceptable, notamment dans les périodes de faible consommation lorsque le parc nucléaire est majoritairement (voire exclusivement) mis à contribution pour la fourniture du réglage secondaire.

³ Les exigences de l'UCTE portant sur un temps de libération de la réserve de 900s, la France s'inscrivait pleinement dans ce cadre.

Enfin, EDF considère que l'exigence concernant la pente d'urgence, imposant de libérer toute la bande de réglage en 133s, devrait être supprimée de la procédure de qualification des capacités de réglage, afin que les fournisseurs de services d'ajustement français ne soient pas discriminés par rapport aux autres fournisseurs de services d'ajustement européens. Par ailleurs, la suppression de cette exigence serait susceptible d'augmenter la bande de réglage libérable à la hausse (resp. à la baisse) en 400s pour certains groupes de production thermique à flamme et hydraulique.

Modalités d'activation

EDF est favorable à ce que soient étudiées plus précisément les conditions dans lesquelles l'activation de la réserve secondaire pourrait être faite selon la préséance économique et non plus au prorata des volumes contractualisés. Le cas échéant, il paraît raisonnable de prévoir une étape nationale pour cette évolution avant une mise en commun régionale.

Pour EDF, il est impératif que l'activation de la réserve secondaire selon le *merit order* s'appuie sur les éléments suivants : i) RTE assure l'envoi d'un signal d'activation individualisé aux centrales ; ii) le signal d'activation envoyé par RTE est un signal continu qui intègre des contraintes dynamiques prédéfinies (respect d'une pente maximale) ; iii) l'activation au *merit order* doit pouvoir se faire « par paquets » avec activation au prorata au sein de chaque paquet (i.e. plusieurs offres au même prix sont activées en même temps et dans la même proportion) .

En ce qui concerne le point i), toute modification de l'acheminement et de la réception du signal d'activation pour les groupes de production nécessiterait des développements industriels lourds et coûteux sur le contrôle-commande. Ces travaux ne peuvent s'envisager dans le meilleur des cas que dans de nombreuses années.

Pour le point ii), deux options sont présentées par l'ENTSOE, l'envoi d'un signal d'activation en continu tenant compte des contraintes de rampes prédéfinies (le niveau N actuel s'inscrit dans cette catégorie) ou l'envoi d'une consigne en puissance à atteindre dans un délai prédéfini (FAT). Dans ce dernier cas, la dynamique de réponse du FSA est laissée libre. Si les deux systèmes peuvent avoir leurs avantages et inconvénients respectifs, le changement de philosophie d'activation en France n'est pas envisageable pour EDF. En effet, la réception d'un signal en échelon à la place d'une rampe continue renverrait au FSA le contrôle du respect des contraintes dynamiques, or ceci n'a pas été prévu dans le contrôle commande des groupes. Une telle évolution conduirait à engager des développements industriels très importants en termes de coûts et de délais, incompatibles avec les échéances prévues par le projet de règlement sur l'équilibrage. C'est notamment le cas pour les groupes de production hydraulique (modification ad hoc du contrôle commande pour chaque usine) ainsi que pour les groupes de production nucléaire (modification des régulateurs de vitesse dont le fonctionnement ne prévoit pas cette possibilité, ainsi que des procédures de pilotage). EDF demande donc le maintien d'une fonction rampe dans l'élaboration du signal d'activation par RTE.

Enfin, concernant le point iii), EDF considère important que les acteurs aient la possibilité de regrouper leurs offres par « paquets », de telle façon qu'elles soient activées ensemble, simultanément et au prorata des volumes nécessaires. Cette possibilité, tout en captant une grande partie des gains issus de l'activation selon la préséance économique, permet à tout acteur qui le souhaite de lisser la participation à la réserve secondaire sur un plus grand nombre de groupes de production.

Enfin, EDF tient à rappeler que l'envoi d'un signal différencié par RTE à la hausse ou à la baisse est un pré-requis à la mise en œuvre effective de la différenciation hausse/baisse de la réserve secondaire. L'échéance de cette évolution est donc tributaire de la capacité d'envoi par RTE d'un signal différencié.

Q27 : Êtes-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 ?

EDF analyse que cette question concerne exclusivement les offres en mFRR qui pourraient également être offertes en RR. En théorie, un moyen physique dont les caractéristiques permettent de faire des offres en mFRR pourrait dans un premier temps formuler une offre au guichet de RR et si celle-ci n'est pas activée, formuler une offre au guichet de mFRR suivant.

Pour cela, il est indispensable que le processus de guichets de programmation, guichets de soumission des offres, sélection puis transmission des ordres d'activation aux FSA permette une coordination entre les plateformes : les FSA doivent pouvoir tenir compte des ordres d'activation en RR pour formuler éventuellement de nouvelles offres en mFRR. Pour l'instant, il n'a pas été présenté de scénario dans lequel cette coordination soit possible. Par conséquent, pour une période de livraison donnée, un même levier ne pourra donc être posé que sur une seule plate-forme, au choix du FSA.

EDF partage l'analyse de la CRE sur l'opportunité que le mécanisme cible prévoit un processus de soumission et d'activation des différentes réserves permettent cette coordination directe entre plateformes et que, dans la mesure du possible, l'interaction puisse être automatisée. Il faudra toutefois veiller à ce que la complexité d'un tel mécanisme reste mesurée pour les FSA⁴.

Q28 : Êtes-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 ?

EDF accueille favorablement la demande de la CRE à RTE d'avoir recours en priorité aux offres standards pour les besoins d'équilibrage à la mise en place des plateformes européennes. En effet, les bénéfices de la mise en commun des offres en énergie ne sont atteignables que par l'utilisation de ces plateformes.

Néanmoins, EDF convient que pour répondre à l'obligation du code de l'énergie (L.321-13) de mise à la disposition du GRT de la capacité disponible, il peut être utile de maintenir les offres implicites actuelles sous forme de produits spécifiques au sens du projet de règlement européen relatif à l'équilibrage.

L'existence simultanée de deux systèmes d'offres (standards et spécifiques) sur les mêmes moyens physiques risque de poser au FSA de fortes difficultés opérationnelles en cas d'activation d'une offre spécifique: ce double mécanisme ne doit pas constituer un frein au dépôt d'offres standards. Les points suivants devront notamment être soigneusement examinés lors des concertations sur les règles MA-RE :

- Les offres standards risquent de s'avérer infaisables si une offre spécifique est activée après le dépôt d'offre : il appartiendra alors à RTE de compenser la puissance sans pénaliser le FSA.
- La manière de formuler les offres standards en cas d'activation d'offre spécifique antérieure (quel programme de référence considérer ?).
- La définition de la conduite à tenir par le receveur d'ordres en cas de réception d'ordres d'ajustement contradictoires (spécifique et standard).

⁴ RTE a par exemple évoqué en GT l'idée que le FSA poste en même temps les offres des deux plateformes, les offres de la seconde plateforme étant conditionnées au résultat de la première : la combinatoire et la complexité pour les FSA pourrait devenir particulièrement élevées.

- La définition des modalités de rémunération en cas d'activations conjointes d'offres standards et spécifiques.

Par ailleurs, une activation d'offre spécifique combinée au filtrage par RTE des offres standards formulées sur le même support d'offres peut priver le FSA d'une rémunération au prix marginal de la plateforme, si les offres filtrées étaient compétitives. RTE doit alors compenser le FSA de la perte d'opportunité correspondant à la différence entre le prix marginal de la plateforme d'échange et le prix de l'offre filtrée (cf. question 12).

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 ?

Comme exprimé plus haut (cf. question 24), EDF est favorable à la proposition de l'ENTSOE donnant la possibilité d'offrir des offres en RR sur une période de livraison d'une heure. Une telle mesure permet d'augmenter le volume d'offres pouvant être partagées. Si la période de livraison maximale venait à être réduite, le volume d'offres disponibles sur les plateformes serait logiquement réduit. En particulier, une réduction de la période de livraison de 30 minutes à 15 minutes pourrait entraîner une forte baisse de volumes offerts.

Afin de limiter la baisse de volume des offres en RR, si la fenêtre opérationnelle devait passer de 2 heures à 1h15 ou 1 heure, EDF considère que l'ensemble du processus de soumission, sélection et activation des offres devrait être redéfini et non pas seulement la durée de livraison des offres. En effet, le processus défini actuellement pour la plateforme TERRE prévoit que les GRT disposent de 30 minutes pour assurer le dépôt des offres sur la plateforme, leur sélection et l'envoi des ordres d'activation aux FSA. La réduction de ce délai à 15 minutes au maximum permettrait de maintenir une période de livraison de 30 minutes même si la fenêtre opérationnelle venait à passer à 1h15.

EDF estime cette solution préférable à celle proposée par la CRE, qui conduirait à une augmentation significative du prix des offres d'ajustement (et donc du prix de règlement des écarts) puisque les FSA auront tendance à se couvrir le plus possible contre le risque de se trouver en écart sur le deuxième quart d'heure. En outre, le processus actuellement défini pour la plateforme TERRE ne permettrait pas de la mettre en œuvre : le dernier guichet de re-déclaration permettant aux FSA d'offrir le deuxième quart d'heure sur les marchés infra-journaliers se trouve avant l'heure de réception des ordres d'activation. Pour rendre cette solution faisable, il faudrait que les FSA reçoivent les ordres d'activation quelques minutes avant le dernier guichet de re-déclaration.

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

Rémunération et contrôle des offres d'ajustement (Q31 à Q34)

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

EDF est favorable à la rémunération des ajustements au prix marginal, tel que prévu par l'article 47 du projet de règlement européen sur l'équilibrage. Chaque type de réserve doit être rémunéré à son prix propre (prix marginal issu de la liste de préséance) : il ne ferait guère de sens de rémunérer un type de réserve à la valeur économique d'une autre.

Q32 : Êtes-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 ?

En tout premier lieu, EDF observe que ces principes ne semblent pas finalisés dans les discussions entre GRT et sont exposés au risque de changements ultérieurs de règles au niveau régional ou européen. Cela plaide pour mettre en œuvre, au moins en première étape, un mécanisme simple.

EDF est favorable au principe d'une incitation progressive à fournir l'énergie d'ajustement demandée.

Comme indiqué en question 25, il est impératif que le gabarit de livraison souhaité par RTE soit identique au produit standard (trapèze ou rectangle) : l'énergie fournie par le FSA en réponse à un ordre d'ajustement doit être jugée par rapport à cette référence.

Il convient cependant de rappeler que les vitesses de variation des groupes de production sont déterminées par leurs caractéristiques techniques et ne peuvent être modifiées. Il ne sera donc pas possible de suivre parfaitement le gabarit (qu'il s'agisse du trapèze 5 minutes envisagé par RTE ou d'un rectangle) : un « écart d'ajustement » sera inévitable et devra être internalisé par le FSA dans le prix d'offre.

Le montant d'une telle incitation financière devra rester modéré, pour éviter un effet inflationniste sur les prix d'offre (et donc le prix de règlement des écarts) et ne pas dissuader les FSA d'offrir des produits standards.

La proposition de la CRE d'utiliser le prix de règlement des écarts RE présente l'avantage de la simplicité et de la continuité⁵. EDF juge cependant utile de poursuivre l'instruction des différentes options envisagées par RTE ⁶ et de s'assurer de l'absence de biais dans les incitations envoyées.

EDF considère que, comme pour l'écart RE, l'écart d'ajustement devra être calculé sur un pas de règlement des écarts et non à pas 5 minutes comme évoqué par RTE.

Il est également souhaitable d'inciter les Fournisseurs de Service d'Ajustement à signaler leurs aléas et infaisabilités dès que possible à RTE (afin que RTE puisse activer d'autres moyens en substitution) : EDF est donc favorable au maintien de la disposition actuelle de ne pas basculer dans le régime de pénalité à partir du moment où l'aléa a été communiqué à RTE. EDF soutient la proposition de RTE (émise dans les premiers GT de concertation sur les règles MA 'v9') de positionner le tunnel de tolérance par

⁵ Les écarts entre ajustement réalisé et ajustement demandé sur un site d'injection se traduisent aujourd'hui par un écart de périmètre RE, qui serait explicité dans les propositions de RTE.

⁶ Cf. propositions formulées lors du GT Règles MA du 24/11/2016.

rapport à l'ajustement déclaré par le FSA (programme de marche renvoyé par l'acteur et tenant compte des caractéristiques physiques du groupe) et non par rapport à une pente normative.

Il est nécessaire que les mécanismes de contrôle et de pénalisation des ajustements ne pénalisent pas les FSA français par rapport aux FSA des autres pays, notamment dès lors que les offres sont partagées sur des plateformes communes.

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

Le contrôle du réalisé MA est actuellement mené par rapport à l'énergie attendue en énergie à pas 30 minutes. EDF est favorable au maintien de cette disposition. Il serait tout au plus envisageable de descendre à la durée de livraison d'un bloc d'ajustement standardisé (15 ou 25 minutes selon le profil retenu).

En ce qui concerne les effacements, EDF rappelle que l'enjeu principal sur le contrôle du réalisé est l'introduction de méthodes performantes pour reconstituer la courbe de référence.

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

Les chiffres évoqués au §3.6.1.3 sur l'évolution du taux de défaillance (extraits de la Commission d'Accès au Marché du 01/07/2016) semblent ne porter que sur l'AO effacement. Il serait utile que RTE précise les chiffres applicables sur l'ensemble du MA.

RTE évoque un dispositif de pré-qualification pour participer au MA : EDF demande que RTE précise rapidement ses intentions.

Principes de contractualisation des réserves entre GRT (Q35 à Q40)

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) ?

EDF partage l'opinion de la CRE selon laquelle le produit de réserve contractualisé par RTE doit pouvoir permettre aux FSA de formuler des offres standards en énergie à partir des moyens contractualisés. En effet, il importe d'une part que les FSA puissent être rémunérés au prix marginal de la plateforme lors de l'activation d'une offre correspondant à un moyen contractualisé et d'autre part que ces offres viennent augmenter les volumes échangés sur la plateforme.

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...) ?

EDF renouvelle sa demande d'évolution du mode de contractualisation de la réserve secondaire vers un mécanisme de marché. A ce titre, EDF a accueilli favorablement la demande de la CRE à RTE dans sa délibération du 2 juin 2016 de formuler « *d'ici le 1er avril 2017, des propositions concrètes sur les modalités de réservation de capacité d'interconnexion afin d'effectuer des échanges de capacités de réserve secondaire* ».

En outre, même si les conditions de mise en œuvre prochaine d'échanges internationaux de réserve secondaire n'étaient pas réunies, EDF soutient l'intérêt d'étudier la mise en place au niveau national, dans un premier temps, d'un signal de prix de marché pour la réserve secondaire afin d'orienter l'offre de capacités de réserve vers la réserve secondaire.

Parmi les modalités concrètes à étudier, EDF recommande donc en priorité i) l'établissement d'un prix de marché reflétant l'intérêt de mettre à disposition des capacités de réserve secondaire ii) l'analyse des conditions de contractualisation supranationale.

Etant donné les fortes implications industrielles d'une évolution du mode d'activation de la RS pour les capacités actuelles, EDF demande instamment à la CRE de ne pas envisager de telles modifications, si ce n'est l'activation selon la préséance économique (cf. plus haut réponse à la question 26).

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

EDF approuve la demande de la CRE d'instruire de manière plus approfondie les conditions d'une contractualisation court-terme, toutefois EDF souhaite rappeler i) qu'un tel processus alourdirait fortement des processus opérationnels déjà très contraints et ii) qu'une contractualisation sur des durées plus longues est plus appropriée pour l'envoi de signaux incitant la participation de certains actifs. EDF estime acceptable, à l'instar de RTE, qu'une part de contractualisation annuelle soit conservée.

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 ?

EDF ne considère pas qu'il soit prioritaire de mettre en œuvre une initiative pilote pour une contractualisation supranationale de capacités de réserve complémentaire.

Les exigences de la mise en œuvre des plateformes d'échange d'énergie d'ajustement sous la forme de produits standards étant très importantes pour les FSA, EDF souhaite concentrer ses efforts sur ces étapes cruciales.

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 ?

EDF n'estime pas nécessaire à ce stade de faire évoluer les régimes de pénalités des différentes réserves tant que leur mode de contractualisation n'a pas évolué.

Le cas échéant, et notamment dans le cadre de la *FCR cooperation*, EDF sera attentive à ce qu'une éventuelle harmonisation des régimes de pénalités entre FSA de différents pays s'accompagne d'une harmonisation des conditions de certification d'aptitude et de contrôle de performance.

En ce qui concerne l'AO effacements, EDF réitère sa demande de correction des biais existants : les pénalités doivent être calculées selon la moyenne de la défaillance constatée et non sur la base de la valeur maximale afin d'éviter qu'un acteur qui est défaillant durant une heure soit pénalisé autant qu'un acteur défaillant sur toute la plage horaire sur laquelle il est engagé. De tels biais doivent être corrigés sans attendre une refonte du système de pénalités.

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

Constitution des offres et agrégation (Q41 à Q48)

Q41 : Quel est le modèle de constitution des supports d'offres le plus adapté à vos besoins (site à site, agrégé ou portefeuille) ? Êtes-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 ?

Pour le parc conventionnel, EDF prévoit de continuer de formuler des offres d'ajustement par site.

EDF n'a pas d'objection vis-à-vis des possibilités d'agrégation proposées par RTE (le prérequis étant de savoir identifier les énergies et assurer la neutralité du RE).

La question se pose différemment pour les services système : d'une part les fluctuations de puissance ne concernent qu'une partie de la puissance totale des installations, d'autre part RTE est en mesure d'en connaître la localisation. Comme exprimé plus haut, EDF est favorable au maintien du principe actuel d'activation directe par RTE de la réserve secondaire (via le niveau de télé-régulation, individualisé par entité).

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) ?

Les modalités permettant la valorisation d'une flexibilité par différents opérateurs doivent garantir la juste répartition des volumes entre opérateurs intervenant sur un même site. En particulier, en ce qui concerne les effacements, ces modalités ne doivent pas dégrader la répartition des flux dans le cadre du dispositif de responsabilité d'équilibre ni amoindrir la neutralisation des effets de l'effacement sur le RE du site.

A ce titre, il est important que les travaux techniques préalables sur la répartition des flux et le contrôle du réalisé aboutissent à une solution technique satisfaisante afin d'éviter la mise en place de règles de répartition arbitraire qui pénaliseraient injustement les acteurs ou au contraire contribueraient à survaloriser leurs actions réelles.

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 ?

La priorité pour EDF reste que les produits standards soient suffisamment flexibles pour tenir compte des caractéristiques des différents actifs.

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'agrégat pour les offres d'énergie d'équilibrage) ?

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 ?

EDF est favorable à la possibilité de rattacher/détacher des sites du périmètre à des échéances plus flexibles que le mois calendaire. EDF partage l'analyse de la CRE sur l'intérêt d'un guichet le plus court possible (J-2 ou J-1) mais n'est pas en mesure de se prononcer sur les délais nécessaires aux gestionnaires de réseau pour traiter ces rattachements et mener leurs analyses.

Q46 : Envisageriez-vous de formuler des offres agrégeant 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 ?

EDF n'exclut pas de formuler des offres agrégeant des sites de soutirage et d'injection. L'intérêt serait notamment de combiner des capacités de baisse sur des sites d'injection avec des capacités de hausse (moindre consommation) sur des sites de soutirage, ainsi que des offres agrégeant des sites RPD et RPT.

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 ?

La contractualisation des réserves doit rester à maille du portefeuille, comme elle l'est actuellement. Le FSA indique ensuite (en J-1 avec possibilité d'adaptation en IJ) à RTE avec quels moyens physiques ou supports d'offre il remplit son obligation, selon le principe des « listes d'engagement ».

D'éventuels besoins spécifiques de RTE en termes de localisation des réserves doivent être traités par un autre mécanisme (AO spécifique ou accord amont en application du contrat cadre des accords amont).

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

Participation des énergies renouvelables intermittentes (Q49 à Q55)

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

Etant donné que la part des EnR devient très significative dans le mix, il est important que les installations EnR, comme tout autre moyen de production, participent à l'équilibrage du système électrique et à la résolution des congestions sur le réseau, dès lors que cela est pertinent économiquement et possible techniquement.

Il est donc essentiel qu'à l'instar de toute installation de production, les installations EnR soient soumises aux règles de marché en matière : i) de responsabilisation sur la qualité de leur prévision de production via une responsabilisation financière concernant leurs écarts et ii) de possibilité de mise à disposition des flexibilités dont elles disposent pour l'équilibrage du système électrique.

Le potentiel de flexibilité des installations EnR, notamment leurs possibilités d'arrêt, devrait donc être offert sur le mécanisme d'ajustement.

Pour ces raisons, EDF est favorable au calendrier proposé par RTE et la CRE pour l'intégration des EnR aux mécanismes de marché qui vise à permettre leur participation active à l'équilibrage du système électrique à partir de 2019.

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

Jusqu'à présent, le groupe EDF réalise essentiellement des actions de gestion des congestions grâce à la participation d'installations EnR dans plusieurs pays européens tels que le Royaume-Uni, l'Italie ou encore la Belgique. Il s'agit de bridage de la puissance d'un ou plusieurs parcs via des sollicitations obligatoires ou incitatives rémunérées dans le cadre de procédures d'appels d'offres.

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.

Les parcs éoliens et solaires photovoltaïques au sol sont compatibles avec la participation aux mécanismes d'équilibrage avec toutefois des niveaux d'investissement différents selon que le parc est déjà installé, voire ancien, ou qu'il est neuf.

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

EDF a déjà mis au point une solution de réglage de la fréquence pour le solaire photovoltaïque qui va être déployée sur un parc lauréat de l'appel d'offres CRE 3 pour des centrales solaires photovoltaïques au sol, qui prévoyait une famille « innovation ». La solution est à l'étude pour les parcs éoliens.

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 ?

EDF partage le constat de RTE sur la nécessité d'adapter le cadre réglementaire en vigueur afin de permettre la participation active des EnR au mécanisme d'ajustement. L'adaptation de ce cadre doit permettre la participation des EnR au même titre que tout autre moyen offert sur le mécanisme d'ajustement, en faisant en sorte que cette participation ne soit pas empêchée, le cas échéant, par les modalités du régime de soutien. En outre, cette participation doit se faire dans des conditions équitables vis-à-vis des autres acteurs et du secteur public. Ces conditions étant réunies, les EnR pourront utilement proposer leurs services.

Il est en outre nécessaire que le cadre s'inscrive dans la durée afin que les EnR puissent envisager, le cas échéant, les investissements nécessaires à leur participation.

EDF souhaite enfin rappeler que, pour les producteurs EnR, il est possible de programmer les réserves au plus tôt la veille pour le lendemain (J-1) et avec, éventuellement, des indications à un horizon de deux jours maximum.

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 ?

EDF est favorable à une prise en compte de la valorisation des services offerts dans le cadre du mécanisme d'équilibrage dans la formule de calcul du complément de rémunération. Il est essentiel que les mécanismes de soutien à la production renouvelable incitent les producteurs à participer activement à l'équilibrage tout en assurant une rémunération raisonnable des capitaux investis sans risque de double rémunération.

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

Les règles actuelles prévoient que les énergies d'équilibrage (ajustement et services système) sont corrigées par RTE dans le périmètre d'équilibre par l'application d'un terme agrégé tous sites confondus. Ces modalités peuvent être à l'origine de complexités techniques et contractuelles lorsque l'achat doit porter sur l'énergie « hors services d'équilibrage ».

EDF estime nécessaire que les règles permettent une publication site par site au RE de la courbe de production corrigée des actions d'équilibrage (selon des modalités similaires au système de correction appliqué aux sites de soutirage).

Méthodes de concertation et promotion des modèles innovants dans les règles (Q56 et Q 57)

Q56 : Jugez-vous la proposition de mettre en œuvre une procédure « accélérée » pertinente ? Si oui, que pensez-vous du processus décrit ?

EDF considère que les expérimentations de solutions innovantes pour l'équilibrage du système électrique français doivent être cadrées et justifiées par un enjeu et, lorsqu'elles sont concluantes, leur déclinaison dans les règles doit suivre le processus normal de concertation.

Ainsi, il est nécessaire de distinguer deux étapes : l'expérimentation et l'éventuelle généralisation dans les règles. L'expérimentation doit être encouragée et peut faire l'objet de procédures accélérées, le cas échéant. Cette expérimentation doit également faire l'objet d'un retour d'expérience précis qui pourra éventuellement déboucher sur une généralisation des nouveautés dans les règles. Cette généralisation doit en revanche suivre le processus habituel de concertation et de consultation.

Q57 : Avez-vous d'autres commentaires sur les éléments proposés dans la partie 3.10 ?

« Clean Energy for all Europeans » (Q58 à Q 60)

Q58 : Avez-vous des commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant la contractualisation des réserves (cf. analyse de la CRE dans la partie 3.7) ?

EDF partage la vision de la CRE favorable à une intégration des mécanismes d'équilibrage permettant aux GRT de remplir leur mission d'équilibrage du système électrique de façon plus efficace, tout en maintenant les spécificités locales ou nationales qui reflètent les différences de fondamentaux entre pays.

En particulier, le processus d'élaboration du règlement européen relatif à l'équilibrage a montré la nécessité de l'élaboration d'analyses coûts-bénéfices dont les hypothèses et les résultats soient partagés entre les acteurs concernés avant d'introduire d'évolutions significatives à l'architecture des marchés nationaux.

Pour ces raisons, EDF estime que le passage à une contractualisation commune régionale et journalière pour la totalité des réserves d'équilibrage devrait faire l'objet d'une analyse plus approfondie que celle proposée dans le cadre de l'étude d'impact qui accompagne la proposition législative de la Commission européenne. En particulier, EDF partage la vision de la CRE sur la nécessité d'analyser davantage l'impact économique d'une réservation de capacité transfrontalière pour l'échange/partage des réserves d'équilibrage au lieu d'une mise à disposition de cette capacité pour les échéances journalière et infra-journalière du marché de l'énergie. En outre, tous les acteurs concernés (producteurs, GRT, etc.) devraient être impliqués dans le processus d'estimation des coûts et dans l'évaluation de la faisabilité technique du passage à une contractualisation des réserves à court terme. Cette évolution pourrait en effet avoir un impact opérationnel significatif, en particulier si elle était directement applicable à l'entrée en vigueur du nouveau règlement.

EDF s'interroge donc sur l'opportunité d'introduire dans le cadre de la révision du Règlement 714/2009 de telles dispositions, qui n'ont pas été traitées dans le cadre de l'élaboration du règlement européen sur l'équilibrage et qui ne font pas l'objet des orientations cadre de l'ACER.

Q59 : Avez-vous des commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant les effacements et leurs modalités de participation ?

Comme relevé par la CRE, les propositions de la Commission européenne concernant les effacements disposent que, par défaut, les agrégateurs ne doivent pas avoir à payer de compensation aux fournisseurs ou aux producteurs et que la mise en œuvre de tels mécanismes de compensation ne peut être qu'exceptionnelle et soumise à l'approbation du régulateur national et de l'ACER.

Ces dispositions sont en contradiction avec l'évaluation d'impact qui accompagne le document et qui souligne que « l'exclusion de mécanismes de compensation introduit la possibilité pour les agrégateurs d'être des passagers clandestins sur les marchés et de créer ainsi des inefficacités. Ce n'est pas en ligne avec le modèle cible européen ni de façon plus générale avec le principe d'une concurrence sur un pied d'égalité [...] L'interdiction générale d'obligations financières pour les agrégateurs indépendants pourrait mener à des distorsions de marché aux impacts inconnus » (Impact Assessment, Part 3/5 p125 : derniers paragraphes du 3.1.5 Unlocking demand side response – comparison of the options).

Il est donc très regrettable que sous couvert de lever une barrière au développement des effacements, la nécessité d'un paiement de l'agrégateur au fournisseur soit remise en cause : dans le cadre de la valorisation des effacements sur les marchés, tel que mise en œuvre en France, une telle proposition nie le fait qu'un bloc d'énergie est vendu à un tiers et que ceci appelle une contrepartie. Or c'est bien

ce principe qui a fait consensus en France et qui justifie le versement de l'opérateur d'effacement au fournisseur.

Pour EDF, une telle proposition est un non-sens, incompatible avec le modèle de participation des effacements aux marchés de l'énergie mis en œuvre en France : en effet, en l'absence de versement la légalité de l'obligation faite au fournisseur de mise à disposition de l'opérateur d'effacement du bloc d'énergie effacée devrait être remise en question.

EDF note par ailleurs que cette proposition va à l'encontre des conclusions du groupe d'experts sur les recommandations réglementaires dans le cadre de la « Smart Grid Task Force » (SGTF EG3), dont les rapports ont été publiés par la Commission européenne en janvier puis septembre 2015. Ces propositions sont également contraires aux principes mis en avant par la Commission européenne dans ce paquet d'hiver d'un terrain de jeu équitable entre les ressources et de la responsabilité financière de tous les acteurs de marché par rapport aux déséquilibres qu'ils causent.

Q60 : Avez-vous d'autres commentaires sur les dispositions proposées par la Commission européenne pour le paquet d'hiver concernant l'équilibrage ?
--

Pour EDF, la mise en œuvre de la feuille de route représente un investissement très important. Il est donc primordial que cet investissement s'inscrive dans la durée. Pour cela, il est nécessaire que les dispositions du paquet « *Une énergie propre pour tous les Européens* », tout en favorisant l'intégration des marchés d'ajustement, ne remettent pas en cause les grandes orientations qui seront actées dans la feuille de route.