

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

Ces dernières années ont vu l'émergence progressive de la participation des capacités d'effacement à l'équilibrage du système électrique français au bénéfice du gestionnaire de réseau de transport qui a vu les coûts unitaires de ses réserves baisser de manière très significative.

Néanmoins, alors même que les règles de participation des capacités d'effacement aux mécanismes de réserves se sont sensiblement améliorées, les mécanismes sont devenus de plus en plus complexes à tel point que rares sont les industriels qui y participent en direct et que certains qui y participaient depuis l'origine s'en sont retrouvés petit à petit exclus.

A noter également ces dernières années, une course vers la contractualisation de réserves à court-terme. Or, comment peut-on garantir de la réserve en contractualisant à court terme ? Si le mode de contractualisation à court terme doit permettre d'optimiser les coûts et de pallier les défaillances de réserves existantes, il ne doit pas se faire au détriment du maintien de capacités disponibles à long-terme. **Alors même que la France a introduit un marché de capacité pour assurer l'adéquation de l'offre et de la demande à moyen-terme sur le marché de l'énergie, il serait absurde que les réserves ne soient contractualisées qu'à court terme.**

Par ailleurs, pour un industriel, participer à ces produits implique des perturbations du procédé et des travaux de R&D et/ou des investissements pour réduire les impacts techniques et économiques.

Ces efforts nécessitent d'avoir une visibilité sur les revenus accessibles. Un système basé sur le seul court terme aléatoire sera un frein à l'innovation et limitera la participation des sites de soutirage.

L'UNIDEN souhaite donc alerter la CRE sur la nécessité de garantir la sécurité d'approvisionnement à long-terme du système électrique et de faire émerger des quantités suffisantes de capacités d'effacement ou de production locale d'électricité permettant de répondre aux besoins de flexibilité du système électrique de demain. En d'autres termes, il ne faudrait pas que la technicité et la complexité grandissante fasse perdre de vue l'objectif de l'ensemble des acteurs à savoir permettre à chaque acteur de contribuer à l'équilibre à long-terme dans la mesure de ses moyens et ne conduise in fine à une désoptimisation des coûts d'équilibrage sur le moyen/long-terme.

En particulier, le potentiel de contribution des industriels ne doit pas être impacté par un court-termisme dont on voit les limites cet hiver...

*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 ?*

*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 ?*

*Q3 : D'ici l'éventuelle réduction du pas de règlement des écarts à 15 minutes, pensez-vous qu'il faille mettre en oeuvre 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 oeuvre en 2018) ?*

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

L'UNIDEN souhaite alerter la CRE sur la nécessité que les règles fixées ne soient pas exclusivement orientées vers un fonctionnement optimal théorique de marché, satisfaisant les appétits d'arbitrage des différents acteurs mais puissent, en toutes circonstances (y compris en cas de crise sur le parc électronucléaire d'EDF

ou de vague de froid prolongée), garantir l'équilibrage du réseau à très court-terme en vue de préserver la sécurité d'approvisionnement.

Les délais mis en œuvre doivent donc être compatibles avec les contraintes du gestionnaire de réseau et les contraintes propres aux différents acteurs, y compris les consommateurs offrant leur flexibilité.

Plus de complexité n'apportera pas plus de sécurité, et freinera la possibilité pour les consommateurs industriels d'offrir en direct leur flexibilité.

La complexité ne garantit pas une baisse des coûts d'équilibrage du système électrique.

*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 ?*

*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 ?*

Le modèle « marges » utilisé par RTE nous semble être un modèle centralisé qui manque encore de transparence au détriment des nouveaux participants aux mécanismes de réserves que sont les consommateurs industriels.

Un modèle plus décentralisé avec la contractualisation d'un niveau de réserves plus important afin de pallier les défauts normaux (force majeure, soucis techniques, etc.) de certaines d'entre elles nous semble plus adapté au système actuel où de nombreux acteurs peuvent offrir leurs capacités.

*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 ?*

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

L'UNIDEN partage l'avis de la CRE de ne pas faire évoluer le dispositif de programmation tel que proposé par RTE.

Certains sites industriels participants au mécanisme NEBEF se sont d'ores et déjà engagés dans une démarche de transmission de prévisions de consommation fiables à RTE.

Rendre obligatoire un dispositif de programmation pour les sites de soutirage ne nous semble pas être une priorité pour l'équilibrage du réseau, d'autant que via leurs responsables d'équilibre, la plupart des gros industriels nominent d'ores et déjà leurs prévisions de consommation.

*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 ?*

*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 ?*

**L'UNIDEN n'a pas d'avis sur ces questions.**

*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 oeuvre ce changement à l'échéance la plus tardive possible ?*

*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 ?*

*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 ?*

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

**Le passage au pas de règlement 15 minutes a un impact important sur les consommateurs :**

- Les systèmes d'information de collecte des données utilisés doivent être changés (aujourd'hui, informations collectées au pas 10 minutes),
- Les contrats avec les fournisseurs doivent être revus (aujourd'hui, écarts au pas 30 minutes),
- Les process de pilotage de la consommation (effacement, modulation, réserves, etc.) sont basés sur le pas 30 minutes.

Comme tout changement important, celui-ci, s'il doit être mis en oeuvre, doit en mesurer les impacts (et voir si d'autres solutions plus simples ne seraient pas possibles) et tenir compte du temps pour mettre à jour l'ensemble des systèmes d'information utilisés par les sites industriels. Or, pour les sites de ses membres, l'UNIDEN tient à rappeler que la capacité de changement n'est pas celle d'un agrégateur à la pointe de la technologie...

Sur le prix unique de règlement des écarts, afin d'éviter des jeux d'acteurs conduisant à une volatilité extrême dudit prix (cf. les débuts du prix unique en Belgique où le prix des écarts oscillait entre - 400 et + 400 €/MWh d'une heure à l'autre sous l'effet des arbitrages des acteurs), il nous semble important de procéder par étape et de garder au démarrage une incitation des acteurs à être équilibrés. Petit à petit, le facteur k pourrait, le cas échéant, être réduit au strict minimum une fois l'offre sur le marché intraday suffisamment liquide.

Enfin, le prix des écarts doit être égal au prix moyen pondéré afin d'éviter (i) qu'il ne soit manipulé par des acteurs agissant à la marge et (ii) une volatilité extrême inhérente au système de prix marginal (vs. un prix égal à la moyenne pondérée).

Une forte volatilité du prix des écarts aurait un impact très important sur la facture des industriels. Il nous semble important de veiller à limiter cette volatilité. Ce principe nous semble devoir être inscrit dans les objectifs du système mis en place par la CRE et de RTE.

*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 ?*

*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 ?*

L'UNIDEN n'a pas d'avis sur ces questions.

Néanmoins, l'UNIDEN tient à rappeler que si la volatilité du prix des écarts est limitée, les risques pour les RE le seront également.

De plus il est logique qu'une réduction du pas de temps de règlement des écarts soit assortie d'une publication plus fréquente de la position du système et de la tendance d'ajustement du réseau pour l'ensemble des acteurs.

*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 ?*

*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 ?*

*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 ?*

*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 ?*

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

La standardisation des produits doit être décidée par RTE et ne doit pas se faire au détriment :

- De la visibilité des acteurs y participant.
- Des contraintes d'équilibrage propres à chaque pays. En particulier, RTE a mis en place un paquet fiabilité sur les réserves rapides et complémentaires. Cela pourrait conduire les réserves françaises à être défavorisées sur un marché régional.
- Des contraintes des acteurs participants à ces mécanismes. La voix des acteurs français doit être entendue afin que ces derniers ne soient pas exclus du dispositif alors même qu'ils apportaient un bénéfice au système électrique français.
- Des spécificités du réseau français et de son pilotage.
- Des coûts d'équilibrage du réseau et de leur évolution sur le moyen/long-terme.

Or, les pistes envisagées vont vers des produits très court-termes non adaptés aux consommateurs industriels offrant leur flexibilité en échange de visibilité.

Une telle course au court-terme aura certes un effet bénéfique immédiat sur les coûts d'équilibre des gestionnaires de réseau européen à court terme. Mais, à dissuader les acteurs d'investir sur le long-terme

dans ces capacités, la pénurie risque de se faire rapidement sentir et les prix court-terme risquent de s'envoler au détriment du consommateur final.

Par ailleurs, pour un industriel, participer à ces produits implique des perturbations du procédé et des travaux de R&D et/ou des investissements pour réduire les impacts techniques et économiques.

Ces efforts nécessitent d'avoir de la visibilité sur les revenus accessibles. Un système basé sur le seul court terme aléatoire sera un frein à l'innovation et limitera la participation des sites de soutirage.

Ce point doit absolument être pris en compte dans toutes les évolutions proposées. On ne peut piloter un système électrique qu'avec des produits court-termes. Cela ne marche qu'en période de sur-capacité...

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

*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 ?*

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

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

L'UNIDEN n'est pas favorable à une rémunération au prix marginal qui peut conduire à une manipulation des prix et à une forte volatilité desdits prix. Une rémunération au prix de l'offre (« pay as bid ») permet de s'assurer que chaque acteur offre ce dont il a besoin et que le réseau paie chacun à son juste prix sans effet d'aubaine et avec limitation des jeux des acteurs (gaming).

Les prix de règlement des écarts doivent être cohérents et l'UNIDEN partage l'avis de la CRE sur ce point.

Par ailleurs, sur le contrôle du réalisé, si RTE a des règles différentes des pays voisins, l'harmonisation n'est pas possible.

Enfin, l'UNIDEN est favorable au maintien du seuil de tolérance à 20% et défavorable à toute mesure qui accroîtrait encore la complexité de participation au mécanisme d'ajustement sans bénéfice réel pour l'équilibre offre-demande. En effet, un surcroît de complexité exclura des acteurs du mécanisme au détriment du coût d'équilibrage in fine.

*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) ?*

*Q36 : Quelles propositions concrètes vous semblent prioritaires à mettre en oeuvre 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 ?*

*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 ?*

*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 ?*

Le pilotage de l'équilibre offre-demande d'un système électrique ne peut en aucun cas être assuré que par la contractualisation de produits standards de court-terme.

Il est indispensable de maintenir des contractualisations annuelles voire pluriannuelles afin de garantir que les capacités de réserve seront disponibles sur le moyen-terme et donner une visibilité minimale des revenus afin de couvrir les investissements et les dépenses de R&D associées.

Les contractualisations court-terme permettent des optimisations de coûts en cas de surcapacité ou permettent de pallier des défauts de certaines capacités, mais ne peuvent en aucun cas garantir la sécurité d'approvisionnement sur le long-terme.

De même, les produits ne sont standards que par leur délai d'activation et leur prix. En revanche, les modalités particulières d'activations par les gestionnaires de réseaux nationaux, les pénalités en cas de défaillance, les divers engagements des acteurs (contrôle du réalisé, paquet fiabilité de RTE, etc.), diffèrent fortement d'un pays à un autre. Il serait illusoire de penser qu'aucun pays ne serait avantagé ou désavantagé dans un système « harmonisé ».

Aussi l'UNIDEN souhaite qu'avant toute harmonisation, il soit confirmé que l'ensemble des modalités contractuelles, et en particulier **les pénalités en cas de défaillance et les modalités précises d'activation**, des produits standards soient strictement équivalentes.

Par ailleurs, et à titre dérogatoire, il serait intéressant de promouvoir des expérimentations de produits spécifiques à l'industrie (eg. SSY sur base 15 mn) de façon à développer la participation des sites de soutirage.

*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 ?*

*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) ?*

*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 ?*

*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 ?*



*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 ?*

*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 ?*

L'UNIDEN souhaite que les mécanismes mis en place par RTE permettent une plus grande flexibilité des acteurs et notamment des capacités d'effacement.

En particulier, les capacités doivent pouvoir basculer d'un mécanisme à un autre, d'une entité à une autre, au gré des contraintes techniques et afin de toujours pouvoir proposer le service le plus adapté à RTE.

En particulier, il devrait être possible de :

- basculer au sein d'une journée d'une entité d'ajustement à une autre,
- d'offrir plusieurs produits (avec des DMOs différents) sur un même site de soutirage pour une même heure,
- d'agréger des entités de consommation et des entités de production, parfois complémentaires.

Les récentes règles mises en place par RTE ne vont pas dans ce sens :

- un site participant à de la réserve qui change d'EDA enclenche la nécessité de requalifier toute l'EDA,
- les paquets fiabilité proposés légitimement par RTE pour garantir la fiabilité des réserves contractualisées ont conduit à rigidifier et à complexifier le système au détriment de l'offre disponible (notons que les volumes contractualisés au titre de l'AOE sont passés de 2200MW à 750MW avec l'introduction de ces nouvelles règles).

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

*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.*

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

*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 ?*

*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 ?*

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

L'intégration des ENR au MA et la proposition de services, notamment d'ajustement à la baisse apportera un plus à l'équilibrage du réseau.

Néanmoins, il nous semble qu'avant l'intégration pleine et entière des ENR à l'équilibrage du réseau (droits mais aussi obligations et support des coûts), il nous semble que la priorité doit être mise sur la pleine intégration des sites de soutirage aux mécanismes d'équilibrage et de réserves.

En particulier, les produits actuellement proposés ne sont pas parfaitement adaptés aux sites de soutirage. Et, avant d'entrevoir de nouvelles règles pour de nouveaux acteurs, il nous semble essentiel de stabiliser les règles pour les acteurs existants.

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

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

Les garanties proposées par RTE pour encadrer le processus sont saines et de bon sens, mais seront-elles réellement appliquées en cas de procédure accélérée ? A titre d'exemple, la mesure de l'impact d'une nouvelle règle sur l'ensemble des acteurs prend du temps. Comment garantir qu'il y aura suffisamment de temps pour une étude d'impact sérieuse dans le cadre d'une procédure accélérée ?

*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) ?*

*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 ?*

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

La participation des effacements aux mécanismes de réserve est clé pour maintenir l'équilibre du réseau notamment avec l'intégration croissante des ENR intermittentes sur le réseau européen de l'électricité.

Pour inciter les consommateurs industriels à y participer, il est absolument nécessaire :

- de garantir de la visibilité sur les mécanismes mis en place. Un industriel ne changera pas sa façon de produire et/ou son procédé de production sans garantie de pouvoir en tirer une rémunération suffisante sur le long-terme.
- que les modalités d'activation et de mise en œuvre soient adaptées aux consommateurs industriels. En particulier, la fréquence d'activation et la durée d'activation sont des éléments clés à prendre en compte pour permettre une participation effective des capacités d'effacement aux mécanismes de réserves.
- que les mécanismes soient simples et lisibles et que les signaux de prix envoyés soient cohérents. En effet, l'objectif d'un consommateur qui offre de la flexibilité est avant tout de baisser sa facture d'électricité.