Réponse de France Energie Eolienne à l'Appel à contributions

Règles MA-RE v8

En tant que syndicat professionnel de l'éolien, France Energie Eolienne comptabilise plus de 220 membres à ce jour, présents tout au long de la chaîne de la valeur de l'éolien (turbiniers, développeurs, exploitants, sous-traitants, cabinets d'avocats, industriels,…).

Le développement des énergies renouvelables dans le mix électrique français implique leur intégration au marché de gros de l'électricité, mais aussi aux mécanismes de marché que sont les services systèmes dont notamment le Mécanisme d'Ajustement. Aussi, pour la pleine intégration des énergies renouvelables, des évolutions du système électrique visant à sa flexibilisation sont nécessaires.

France Energie Eolienne suit attentivement les évolutions des règles et des mécanismes proposées par RTE, et souhaite apporter sa contribution à l'élaboration des futures règles MA-RE.

2.1.1 Sous-mesure

> *Questions 1 :*
>
> *Partagez-vous l'intérêt d'une telle expérimentation ?*

France Energie Eolienne est très favorable à la mise en place d'une expérimentation relative à la sous-mesure : en effet, la question de l'usage de la sous-mesure semble être indispensable au développement des effacements de faibles puissances, notamment au vue des effets des compensations immédiates. La sous-mesure permettra notamment de différencier les programmes d'effacement de plusieurs agrégateur au sein d'un même site. Cette évolution est favorable à l'augmentation de la concurrence sur l'ensemble des segments de marché et services systèmes, favorisant le développement de nouvelles capacités d'effacement et accroissant donc la flexibilité du système électrique.

2.2 Permettre la participation simultanée d'un même site à plusieurs mécanismes de marché

Questions 4 :

Partagez-vous l'intérêt de cette évolution ?

Si oui, considérez-vous que les modalités proposées sont satisfaisantes ?

France Energie Eolienne est en faveur de la participation simultanée à NEBEF et au MA pour les sites rattachés à un unique acteur de marché. Cette évolution est de nature à apporter plus de flexibilité sur le marché de l'électricité. Les modalités proposées par RTE sont jugées satisfaisantes.

4.1.1 Prise en compte de la recommandation de la CRE

Question 9 :

La proposition de RTE permet-elle de répondre à la recommandation de la CRE du 26 février 2015 et ainsi de diminuer les impacts potentiels d'un dépassement du volume d'énergie journalier pour le responsable d'équilibre concerné et ses contreparties ?

Que pensez-vous de la suppression des guichets horaires infrajournaliers ?

Contrairement à aujourd'hui où l'ensemble des programmes d'échanges de blocs d'un RE sont transmis à RTE dans un unique fichier, la génération d'un fichier par contrepartie vous paraît-elle bloquante ?

Le maintien d'une distinction entre les échanges J-1 (avant 16h30) et les échanges infrajournaliers (après 16h30 et jusqu'à la fin de la journée J) vous paraît-il nécessaire ? Considérez-vous à l'inverse que l'envoi d'un « bilan de l'activité NEB » à 16h30 soit suffisant pour vous permettre de suivre votre position J-1 ?

Est-ce que la référence à l'heure actuelle du guichet J-1 (16h30) pour distinguer les échanges « J-1 » des échanges « infrajournaliers » vous paraît appropriée ?

La proposition de RTE semble adéquate à la recommandation de la CRE, et permettra un meilleur équilibrage des responsables d'équilibres en cas de dépassement du volume d'énergie autorisé.

France Energie Eolienne regrette que les programmes d'échanges à posteriori n'aient pas été envisagés. France Energie Eolienne ne considère pas les programmes d'échanges à posteriori comme une désincitation à se présenter équilibré en temps réel, d'autant plus si le coût des écarts en devient augmenté. Cette mutualisation du coût des écarts tend à favoriser les acteurs de marché avec des écarts important qui auraient eu des difficultés à s'équilibrer via des programmes d'échanges à posteriori.

4.1.2 Simplification opérationnelle du dispositif d'échanges de blocs

Question 10 :

> *La simplification opérationnelle (i.e. : suppression de l'ouverture des NEB RE-RE a priori), telle qu'envisagée par RTE pour le service d'échanges de blocs, correspond-elle à vos attentes en matière de dématérialisation et diminution de la charge opérationnelle liée à ce dispositif ? Avez-vous d'autres suggestions ?*
>
> *Partagez-vous la nécessité de modifier les règles de prise en compte des programmes d'échanges de blocs (mise à zéro des programmes) de manière concomitante à la suppression de l'ouverture des NEB RE-RE a priori ? L'option alternative consistant pour RTE à retenir le minimum des volumes déclarés par les deux contreparties vous paraît-elle plus pertinente ?*
>
> *Quelle méthode de facturation du service vous paraît la plus pertinente, la moins pertinente parmi les propositions ci-dessus ?*

France Energie Eolienne approuve la simplification opérationnelle telle qu'envisagée par RTE, celle-ci étant de nature à développer liquidité et flexibilité.

Concernant les modalités de facturations proposées, les différentes méthodes proposées par RTE présentent des inconvénients :

- La facturation à chaque échange de blocs effectué n'est pas incitative à la liquidité
- La facturation à l'adhésion au service est extrêmement injuste à l'égard des petits acteurs de marché qui devraient payer le même montant que les acteurs les plus importants
- La facturation à l'énergie échangée n'est pas incitative à la liquidité

Une ou plusieurs solutions hybrides (ex : forfait illimité + facturation énergie) devraient être proposées afin que chaque acteur puisse y trouver son compte (pas de tarification inégalitaire) et que la liquidité ne soit pas inhibée mais encouragée.

5.2.3 Intégration des flux financiers relatifs aux réglages automatiques au CAE

> *Question 12 :*
>
> *Partagez vous l'analyse de RTE concernant une intégration des flux de réserves automatiques au CAE ?*

France Energie Eolienne partage l'analyse de RTE.

Nous nous interrogeons cependant sur la pertinence de la valorisation aux prix day-ahead des énergies de réglage primaire et secondaire, quand c'est le marché intraday qui est rémunérateur de la flexibilité de production. La question de la liquidité du marché intraday doit être reposée, notamment suite à son couplage avec ceux de l'Allemagne et de la Suisse. Par ailleurs, un prix horaire moyen pondéré, pour lequel les volumes sont jugés insuffisants pour établir un prix de référence, est-il moins pertinent qu'un prix day-ahead fixé 24 heures auparavant ?

Nous comprenons que la valorisation au prix de marché vise à ne pas écarter les prix des écarts des prix de marché. Mais le passage d'un prix régulé à un prix spot viendra cependant impacter le coût des écarts à la hausse pour la communauté. Aussi, les puissances (MW)

réservées/allouées pour les réglages primaires et secondaires seront-elles rémunérées (notamment le réglage secondaire) tandis que l'énergie est rémunérée à prix de marché ?

5.2.3 Intégration des flux financiers relatifs aux écarts aux frontières et aux rattrapages au CAE

Question 13 :

Partagez-vous l'analyse de RTE concernant l'intégration et la valorisation des écarts aux frontières et rattrapages au sein du CAE ?

France Energie Eolienne partage l'analyse de RTE.

Nous nous interrogeons, ici aussi, sur la pertinence de la référence de prix à prendre en compte.

5.2.3 Synthèse

Question 14 :

Partagez vous l'approche d'anticipation de déclinaison du code de réseau européen « Electricity Balancing » proposée par RTE sur ces sujets ?

France Energie Eolienne partage l'analyse de RTE.

5.3.3 Modification des incitations lors de prix négatifs

Question 15 :

Partagez vous les modalités de calcul de la tendance proposées par RTE ?

France Energie Eolienne partage l'analyse de RTE.

5.3.3 Modification des incitations lors de prix négatifs

Question 16 :

Partagez vous l'analyse de RTE ?

Question 17 :

Vous semble-t-il nécessaire de réaliser cette évolution rapidement, ou vous semble-t-il pertinent d'attendre d'autres évolutions pour réaliser cette adaptation ?

France Energie Eolienne partage l'analyse de RTE.

5.3.4 Utilisation d'un prix unique de référence pour le prix de règlement des écarts (« *single price* »)

Question 18 :

Partagez-vous l'analyse de RTE ?

Partagez-vous la proposition de RTE (passage à un singe price en anticipation du code de réseau européen « Electricity Balancing ») ?

France Energie Eolienne partage l'analyse de RTE, et est en faveur d'un passage à un single price. Le single price est la solution de règlement des écarts la moins coûteuse à la fois pour communauté des responsables d'équilibre et pour le maintien de l'équilibre du système.
Néanmoins, étant donné la position extrêmement dominante de l'acteur historique, une surveillance accrue sera nécessaire de la part des services de surveillance des marchés de la CRE. En effet, comme le signale RTE, les incitations en dual price sont telles qu'un RE n'est pratiquement jamais incité à déséquilibrer son périmètre (ou l'ensemble de ses périmètres), en raison de l'impossibilité d'arbitrer entre prix des écarts et prix de marché.
En single price, un acteur de marché dont la position est très dominante sur le marché (et donc sur le mécanisme d'ajustement), aura une bonne visibilité sur la tendance du système, ses coûts marginaux, et sur les niveaux de prix des écarts : il pourra choisir d'être déséquilibré dès lors que l'arbitrage est intéressant (PMP/(1+k)> PrixSpot ou PMP*(1+k)<Prix Spot).
Un suivi régulier et spécifique de la surveillance des marchés de la CRE devra être mis en place, en coopération avec RTE. Des éléments qualitatifs et quantitatifs devront être publiés dans le rapport annuel de surveillance des marchés de gros de la CRE.

5.3.5 Intégration des nouveaux flux financiers dans la formation du prix de règlement des écarts

Question 19 :

Selon vous quelle option doit être privilégiée pour renvoyer dans le prix d'équilibrage les coûts liés à l'intégration des flux financiers liés aux réglages automatiques ?

Question 20 :

Considérez-vous comme problématique la réduction de l'incitation à l'équilibre liée au « recentrage » des prix de règlement des écarts autour du prix EPEX SPOT ? Dans l'affirmative, avez-vous des propositions pour limiter cet effet ?

L'intégration des nouveaux flux financiers (énergies de réglage) dans le prix de règlement des écarts paraît cohérente aux yeux de France Energie Eolienne. Il demeure la question de la valorisation de ces énergies (à quel prix).

Le recentrage des prix des écarts autour du prix spot pourrait en effet avoir comme effet de moins inciter les acteurs à s'équilibrer. L'impact devrait cependant être relativement limité, les écarts avec le prix spot perdurant, l'incitation à s'équilibrer aussi.

5.3.5.7 Affectation des surcoûts relatifs aux activations pour cause service système (SSY)

Question 22 :

Partagez-vous l'orientation envisagée par RTE concernant les modalités de traitement des surcoûts financiers liés aux activations spécifiques RSO et MAR?

France Energie Eolienne partage l'orientation de RTE.

5.4.2 Modalités d'équilibre financier du CAE

Question 23 :

Partagez-vous l'orientation envisagée par RTE concernant les modalités d'équilibrage financier du CAE ?

France Energie Eolienne tient à signaler son désaccord avec le mécanisme de règlement des écarts en single price tel qu'il est proposé par RTE, car pénalisant pour les écarts qui contribuent pourtant à l'équilibrage du système.
Supprimer le k lorsque les écarts contribuent à l'équilibre du système ne viendrait par ailleurs pas réduire l'incitation à s'équilibrer. La réduction des coûts des écarts pour les acteurs statistiquement équilibrés (dont la moyenne des écarts positif et négatif est égale à zéro) sera impactée.

5.5 Publication

Question 24 :

La publication de ces éléments vous semble-t-elle nécessaire et utile ? Selon vous, d'autres éléments devraient ils être publiés?

France Energie Eolienne salue l'ensemble des initiatives de transparence de RTE, dont la plateforme de transparence est un véritable modèle en Union Européenne.
Néanmoins, nous ne percevons pas en quoi l'information de la position du système viendrait aider les acteurs de marché à s'équilibrer, à l'exception de l'acteur historique dont l'ensemble des périmètres d'équilibre est proche du système électrique français. En quoi cette information renseignera-t-elle les acteurs de marché sur leur propre position ?

5.6 Calendrier indicatif

Question 25 :

Que pensez-vous des éléments de calendrier de mise en œuvre envisagés ?

Dans le cas d'un passage du règlement des écarts au single price, quelle date privilégieriez-vous pour réaliser la modification ?

Dans l'hypothèse où un consensus « suffisant » entre les acteurs existe, le passage en single price doit être réalisé en même temps que la date d'entrée en vigueur des RE MA v8 i.e. le 1er avril 2016.

5.3.5.4 Prise en compte du prix marginal des ajustements dans le prix de règlement des écarts

Question 30 :
Jugez-vous satisfaisant de faire reposer le prix de règlement des écarts sur le prix marginal des ajustements tout en conservant une rémunération des offres d'ajustement au prix d'offres ?

France Energie Eolienne ne juge pas satisfaisant de faire reposer le prix de règlement des écarts sur le prix marginal des ajustements activés tout en conservant une rémunération des offres d'ajustement au prix d'offres : cela sort de toute logique de marché, le mécanisme d'ajustement en étant un.