GT Evolution des Règles

ACTILITY SA

mehdi.hajjam@actility.com

[RÉPONSE AUX QUESTIONNAIRES RTE]

Ce document constitue la réponse d'ACTILITY aux questionnaires « Seuils de correction des ajustements » et « Evolution des modalités de participation des sites de soutirage au Mécanisme d'Ajustement ».

Seuils de correction des ajustements

2.1.2 Partagez-vous le principe de correction des périmètres d'équilibre des RE des sites ajustés sur la base des ajustements réalisés, dont l'évaluation est issue du contrôle du réalisé ?

Actility a fait connaître dès le début des échanges sur le sujet des seuils sa position en faveur d'une régularisation au réel des volumes ajustés pour neutraliser l'impact de l'activité de sa filière sur les périmètres de responsabilité des sites de ses clients. Actility approuve donc à nouveau que la cible pour le fonctionnement du Mécanisme d'Ajustement soit celle décrite dans le document par RTE.

Néanmoins, Actility est conscient que ceci ne pourra pas être implémenté immédiatement à cause des développements SI sous-jacents à l'automatisation de ces régularisations. A ce titre, Actility remercie RTE pour le complément aux questionnaires du 19 septembre 2013 transmis par mail, et notamment pour le point 1 décrivant l'impact financier maximum lié au seuil de tolérance actuel.

Il apparaît que l'impact est assez limité pour les RE. Cela sera d'autant plus vrai lors de la période transitoire que les hypothèses choisies pour ces calculs sont fortes : uniquement des sous-ajustements à 80% de la puissance corrigée finalement sur le périmètre du RE. Si le système de rémunération de l'AA est symétrisé dans les prochaines règles, Actility considère qu'en espérance les ajustements seront parfaitement réalisés (les AA visant 100% et obtenant de façon équiprobable 100-X% ou 100+X% de la puissance demandée) et que l'impact sera donc proche de zéro pour les RE.

2.2.6.3 RTE considère que les incitations pour la réalisation des ajustements demandés ne doivent pas nécessairement être indexées sur le Mécanisme de RE et de prix de règlement des écarts. Dès lors, sur le Mécanisme d'Ajustement, les blocs d'ajustement ne devraient pas être rattachés sur la base de l'ajustement demandé, à un RE associé à l'AA.

Actility est en accord avec ce principe car il est possible de mettre en place un système d'incitation sur les ajustements plus simple. De plus, il n'y a aucune raison d'associer un RE tiers à ce processus, si les RE sont à terme corrigés du volume effectivement ajusté et mesuré via le contrôle du réalisé.

Actility voit dans cette solution un biais supplémentaire : plus le RE tiers associé sera important, et plus les écarts de l'AA foisonneront et coûteront peu. Ce serait donner un nouvel avantage compétitif aux RE importants en taille s'ils souhaitent se lancer dans une activité d'AA, au détriment des AA non RE des sites qu'ils ajustent.

RTE considère que l'établissement d'un seuil pour le paiement de l'acteur d'ajustement doit permettre de donner un signal à l'acteur d'ajustement en vue de s'approcher au plus près de l'ajustement demandé.

RTE propose qu'à la cible, pour les ajustements à la hausse :

- ***(i) Le paiement de l'ajustement soit effectué sur la base de l'ajustement réalisé lorsque celui-ci est inférieur à l'ajustement demandé ;***
- ***(ii) Le paiement de l'ajustement soit effectué sur la base de l'ajustement demandé lorsque l'ajustement réalisé est supérieur à celui demandé.***

Copyright @ Actility 2013 Document under NDA

Le fonctionnement est inversé pour les ajustements à la baisse.

Êtes-vous en accord avec ce principe ?

Actility est en désaccord avec ce principe à cause de la dissymétrie introduite.

Dans son complément aux questionnaires du 19 septembre 2013, RTE propose désormais la rémunération suivante lors des sur-ajustements :

- ***La partie correspondant à l'ajustement demandé est rémunérée au prix d'offre ;***
- ***La partie sur-ajustée est valorisée au minimum (respectivement maximum) entre :***
    - ***Le prix de l'offre ;***
    - ***Le prix minimum (resp. maximum) des offres activées à la baisse (resp. à la hausse)***

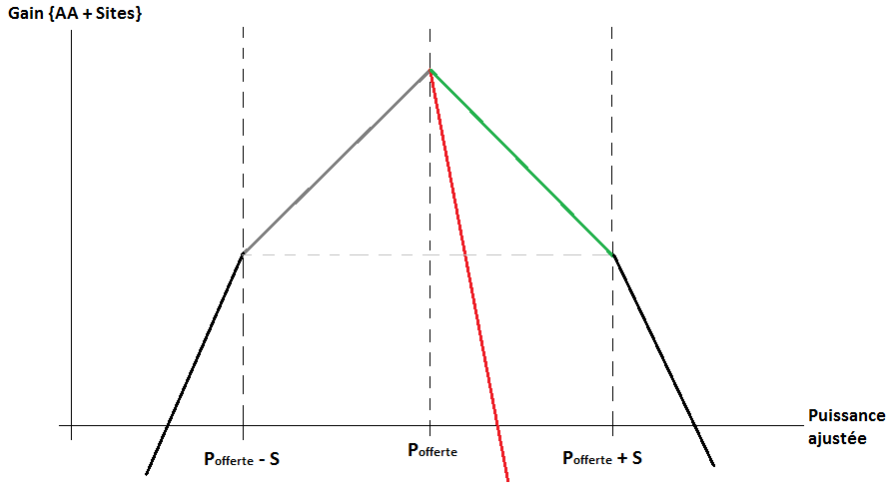
Actility considère que l'objectif de symétrie d'un tel système n'est toujours pas atteint.

D'une part, il n'y a pas nécessairement de contre ajustement sur la demi-heure d'activation de l'offre. L'application de ce principe donnerait un prix de 0€/MWh sur de telles demi-heures et correspond à une absence de rémunération.

D'autre part, le système proposé par RTE induit un risque prix (le prix min/max des offres de sens contraire sur la demi-heure) non maîtrisé par l'acteur, contrairement à un sous-ajustement : l'AA rationnel ne cherchera toujours pas à viser 100% de la puissance qu'il offre à RTE sur le MA à cause de ce risque.

Il ne semble pas y avoir de solution parfaite à cette question sans devoir envisager le gain en €/MWh réalisé par le couple {AA + Sites ajustés} entre le prix d'offre déposé auprès de RTE et le coût réel de l'ajustement pour le site. La solution présentée ci-dessous présuppose qu'un tel taux de marge moyen « a » est fixé, et cela constitue la principale difficulté et l'unique approximation de la méthode.

Sur le graphe ci-dessous sont représentés deux scénarii : le non-paiement de l'AA (en rouge) pour tout volume au-delà de la puissance demandée, et la méthode préconisée (en vert) qui répond à l'objectif de symétrie. S constitue la tolérance en MW déterminant une offre défaillante d'une offre conforme.



Copyright @ Actility 2013 Document under NDA

Pour]-∞ ;$P_{offerte}$ – S] et [$P_{offerte}$ + S ;+∞[, les droites sont l'effet de la pénalité en énergie sur le MA pour une offre défaillante soit 0,35*Vd*max(prix offre ;PSR).

Pour [$P_{offerte}$-S ;$P_{offerte}$], le couple {AA + Sites} gagne a €/MWh par MWh ajusté, le gain G vaut donc a*$P_{réalisée}$.

On souhaite, pour symétriser les gains du couple {AA + Sites} et l'inciter à viser 100% de ce qu'il propose, obtenir la courbe verte pour la partie [$P_{offerte}$;$P_{offerte}$ + S]. L'équation de cette droite sur son intervalle de définition est G=-a*(P-2*$P_{offerte}$).

3. Seuil de pénalisation des ajustements imparfaits

Bien que RTE souhaite que ce point soit traité dans le GT contrôle du réalisé, Actility souhaite aborder ce sujet dans cette réponse car le point est loin d'être anodin : **Actility souhaiterait d'ailleurs qu'une correction soit apportée sur ce sujet dès le prochain jeu de règles.**

Le seuil sur le volume défaillant qui permet de déterminer si une EDA est défaillante ou non est actuellement de min[20%*$P_{offerte}$;50MWh].

Actility souhaite tout d'abord rappeler son attachement à l'existence d'un seuil non nul pour permettre le développement des ajustements en provenance de sites en soutirage. Ces sites sont en effet, vu du réseau, des actifs de « production », sauf qu'ils ajustent une courbe de charge qui est plus complexe à projeter dans le futur que celle d'un véritable actif de production traditionnel (CCGT…). Les biais de méthode de contrôle du réalisé existeront toujours et à ce titre, un seuil de tolérance non nul doit être conservé pour pallier à cette difficulté d'observabilité.

Néanmoins, Actility a démontré à plusieurs reprises qu'un seuil linéaire en puissance (20%*$P_{offerte}$) **constitue un biais sévère de concurrence entre les acteurs, une sorte de « prime au gros » qui donne une structure monopolistique à la filière des effacements sur le MA et les mécanismes de capacité** : l'AA qui possède une EDA de très grande puissance pourra absorber plus facilement de nouveaux clients, en leur offrant également des conditions préférentielles en terme de politique de pénalité.

Une EDA de 20 MW dispose aujourd'hui de 4MW de tolérance, alors qu'elle devrait idéalement foisonner plus efficacement entre ses UA qu'une EDA de 10MW, qui ne dispose que de 2MW de flexibilité. Deux approches (« bottom up » et « top down ») ont été exposées par Actility lors de précédents GT et ont conclu à la nécessité de proposer désormais dans les Règles du MA une tolérance proportionnelle à la racine carrée de la puissance de l'EDA, afin de garantir l'équité des Règles entre tous les acteurs et de mieux prendre en compte les risques opérationnels pour RTE (une EDA de 100MW devrait disposer de moins de tolérance que 10 EDA de 10MW réunies).

Copyright @ Actility 2013 Document under NDA

Evolution des modalités de participation des sites de soutirage au mécanisme d'ajustement

2.1.1.1.3.2. Partagez-vous l'intérêt de permettre dans le cadre du MA la mise en œuvre d'ajustement à la baisse via des sites de soutirage (stimulation de consommation) ?

Actility peine à comprendre les raisons qui ont poussé RTE à poser une telle question, et la seule qui vient à l'esprit est que la pratique est peu courante aujourd'hui.

La réponse d'Actility est évidemment positive. De même que NEBEF gagnera à être **symétrisé** (pour éviter non seulement les pointes de prix mais également les creux de prix), les déséquilibres que le MA cherche à résorber peuvent être positifs comme négatifs, et les sites de soutirage sont, au même titre qu'une centrale de production classique, capables de surconsommer si besoin est et si cela est économiquement viable.

Pour compléter cet argument, il est à noter que les reports de consommation peuvent être gérés intelligemment via des offres de sens contraire (valable pour le MA comme pour NEBEF) : n'autoriser qu'une direction d'équilibrage prive les sites et leurs AA de la capacité de planifier intelligemment les effets collatéraux de leurs offres à la hausse via des offres à la baisse.

Outre l'argument de symétrie, il s'agit également de ne pas effectuer de régression par rapport à ce qui est d'ores et déjà permis dans les Règles en vigueur. Certains acteurs, dont Actility fait partie, développent des technologies pour faire participer certains consommateurs au Mécanisme d'Ajustement, à la hausse comme à la baisse, et **ce serait endommager gravement la rentabilité de tels développements pour ces entreprises comme pour leurs clients que de ne plus autoriser les offres à la baisse.** Des backtests réalisés prouvent que près de la moitié de la rentabilité de la participation de sites de soutirage sur le MA provient d'offres à la baisse.

Enfin, il semble opportun de rappeler que des pays comme la Belgique, pour qui l'intermittence des renouvelables a déjà eu officiellement un impact très fort sur les besoins d'équilibrage (notamment le solaire), est en manque de réserve à la baisse, et prévoit de grandes difficultés liées à ce manque dans les années à venir. La Belgique constate notamment que malgré des signaux prix pertinents (single marginal pricing pour les écarts + coefficient alpha afin d'aggraver le signal lors des tendances monodirectionnelles prolongées et/ou sévères), les fournisseurs/RE ne rééquilibrent pas leurs positions sur l'intraday. Le 01/04/2013, ELIA a « clearé » près de 800MW en balancing – ce qui est considérable et presque sans précédent à l'échelle de la Belgique. Cela impactera la France à court terme en propre comme via les interconnexions réseau.

Deux enseignements peuvent être tirés de cela : **qu'il faut tout faire pour développer les flexibilités à la baisse**, où qu'elles se trouvent et notamment chez les consommateurs flexibles, et qu'il n'est pas réaliste de considérer comme purement rationnel un acteur du marché de l'électricité qui fait face sur les marchés SPOT intraday à des problèmes de liquidité.

Copyright @ Actility 2013 Document under NDA

Le business model d'un agrégateur en énergie, déjà gravement impacté par les subventions des différents mécanismes de capacité, serait entièrement détruit si les offres à la baisse ne sont pas permises quel que soit la taille d'un site de soutirage.

Pensez-vous que l'on puisse étendre, de manière symétrique, les modalités définies pour les ajustements à la hausse aux ajustements à la baisse ?

Oui.

2.1.1.1.4 Souhaitez-vous la mise en place d'un versement indépendant entre opérateur d'effacement et fournisseur ou au contraire la gestion des flux financiers via le compte ajustement-écart ?

Actility n'a pas de préférence entre ces deux options qui toutes les deux leurs inconvénients (perte de chiffre d'affaire pour l'une, sécurisation financière pour l'autre).

2.1.1.2.3.2 Pour une EDA soutirage pour laquelle la courbe de charge des sites est corrigée des ajustements, RTE propose que les ajustements à la baisse soient autorisés (hausse de la consommation). Partagez-vous cette proposition ?

Actility partage cette proposition, et **souhaite surtout que la possibilité de faire des offres à la baisse soit laissée à toutes les catégories de sites.**

D'une manière générale concernant le haut de portefeuille, Actility comprend que cela ne sera qu'une option supplémentaire pour le haut de portefeuille, et non une obligation, car certains sites RPT n'ont pas 10MW de flexibilité à offrir, ce qui les exclurait du MA (puisque cette option ne souffre que des EDA mono-site).

2.1.2 Partagez-vous la déclinaison que propose RTE pour suivre l'objectif de l'article L. 321-15-1 du Code de l'Energie ?

Oui.

2.2.2.3 Partagez-vous la déclinaison que propose RTE pour suivre l'objectif de l'article L. 321-15-1 du Code de l'Energie ?

Oui.

2.2.2.4 Considérez-vous que EPEX DAY AHEAD doit être la valeur de référence utilisée pour la valorisation de la « valeur énergie » associée aux ajustements ?

D'une manière générale, Actility considère que la valeur énergie liée aux ajustements sur le MA ou aux effacements sur les marchés SPOT via NEBEF doit être la même pour garantir la cohérence des mécanismes. Que l'électricité achetée par le fournisseur soit utilisée pour limiter les pointes de prix sur le SPOT DAY AHEAD d'EPEX, ou pour équilibre production et consommation sur le système électrique, pour quelle raison le prix versé au fournisseur devrait-il varier ? Cela signifierait notamment que le fournisseur – et non l'AA ou le site - capterait la valeur « pointe de consommation » lorsqu'un site s'ajuste sur le MA sur une pointe de prix : cet effet d'aubaine n'est pas le bienvenu.

Copyright @ Actility 2013 Document under NDA

En lien avec une remarque faite précédemment selon laquelle tout raisonnement qui se baserait sur la rationalité des acteurs de marché et l'efficience totale des marchés de l'électricité a de fortes chances de n'être que théorique, il faut noter que le MA permet aujourd'hui aux AA de réaliser des arbitrages long/short sur le sourcing d'électricité des sites effectué par les fournisseurs de ces derniers, et que sur les pointes de prix, cela permet de récupérer une valeur supplémentaire pour le couple {AA+Sites}. Considérer que grâce à NEBEF (qui ne sera pas en mode établi avant un certain temps), ou plutôt à cause de NEBEF, ce type d'arbitrage long/short ne peut plus être effectué sur le MA car il peut être réalisé sur le marché SPOT répond à des objectifs compréhensibles de segmentation de la valeur, mais manquerait de pragmatisme. En effet, le MA et NEBEF 1.0 étant pour l'instant exclusifs, l'AA/OE devrait choisir son mécanisme de valorisation, et sur les pointes de prix, priverait RTE de solutions d'équilibrage sur le MA.

Une partie potentiellement importante de la valeur pour l'AA serait détruite si EPEX SPOT DAY AHEAD était choisi comme PSR : une offre non sélectionnée (mais de peu) sur NEBEF entraînerait en effet un changement de prix de reversement qui transfèrerait la valeur « pointe » vers le fournisseur, qui a été passif dans tout le processus.

2.2.2.4.1 Partagez-vous le constat de la prise en compte financière de l'énergie associée aux ajustements (hausse et baisse), et donc la possibilité d'ajustements à la baisse sur les EDA Soutirage (stimulation de consommation) sans modalité spécifique ?

Oui.

2.2.3.2 MA dissocié avec versement égal à Papp-PSR : partagez-vous ce constat ?

Oui.

2.2.3.3 MA dissocié avec versement égal à Pv=0 : partagez-vous ce constat ?

Actility partage ce constat de façon partielle. Notamment lorsqu'il est écrit :

« *à l'inverse, le MA est au désavantage des effacements sur le MA lorsque EPEX>Papp,* ***ces derniers doivent alors s'effacer sur les marchés de l'énergie pour capter la valeur énergie de l'effacement de consommation, ce qui contribue à la réduction des pointes de consommatio****n et ce que le MA n'a pas vocation à faire* »

Ce passage en gras est écrit de telle façon que l'on pense que contrairement à la désoptimisation collective au profit des effacements sur le MA lorsque EPEX<Papp, l'effacement peut récupérer de la valeur s'il change de marché lors de ces occurrences.

Or, si l'on prend un cas de Papp=42, EPEX=60 (ce qui qualifie rarement comme une pointe de prix sauf périodes prolongée de prix SPOT faibles comme en été), l'AA/OE ne va pas chercher à récupérer ces 18€/MWh, mais va conserver la flexibilité de son client pour récupérer plus de valeur sur un déséquilibre court terme. Il devra néanmoins souffrir de cette désoptimisation liée au choix d'EPEX DAY AHEAD pour la compensation de l'énergie injectée.

3. Positionnement général : Quelle est votre position générale concernant l'évolution du MA concernant la participation des effacements de consommation sans accord du RE ou du fournisseur ?

Copyright @ Actility 2013 Document under NDA

Actility n'a pas de préférence forte entre tous les modèles qui ont été détaillés par RTE. **Actility reste par-dessus tout attaché à la possibilité de faire des offres à la baisse sur le MA.** Le système qui permettra cela, tout en conservant une certaine simplicité opérationnelle, devrait emporter l'adhésion d'Actility, à condition que certains fondamentaux économiques soient respectés.

Copyright @ Actility 2013 Document under NDA