Evolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

_____

Appel à contributions

20 avril 2018

Réponse ENGIE

PREQUALIFICATION

Q1. Les principes proposés par RTE pour la préqualification des acteurs d'ajustements vous semblent-ils pertinents?

ENGIE approuve le fait de restreindre la qualification des acteurs d'ajustement (AA) à des tests SI et d'effectivement considérer qu'elle est déjà acquise pour les acteurs participant déjà au MA.

Q2. Les principes proposés par RTE pour la préqualification des acteurs d'ajustements vous semblent-ils pertinents? Notamment la proposition de RTE de ne pas mettre en place de tests sur la base de critères techniques de l'EDA ?

ENGIE comprend que la présente question porte sur la préqualification des capacités et non des acteurs (erreur dans la question).

Soumission de la demande :

La demande de qualification pour « Produit standard de RR » doit inclure la demande pour « produit spécifique » sinon la demande n'est pas cohérente (cf. obligation d'offrir au MA ce qui est offert en standard).

Délai de traitement :

ENGIE souhaite que RTE s'engage sur un délai plus court que 8 semaines + 3 mois pour obtenir la qualification dès lors qu'il n'y a pas de tests techniques (ex : 15 jours).

Phase de tests :

ENGIE approuve le fait de ne pas mettre en place de tests techniques préalables pour les produits standards TERRE et considère que le suivi mensuel proposé §2.3.4, ainsi que les conditions de maintien associées, sont davantage adaptés : les acteurs pourront valoriser plus rapidement leurs flexibilités sur la plateforme standard, le produit TERRE est un produit standard donc aisément contrôlable au fil de l'eau, les conditions de perte de qualification sont claires et sans équivoque.

Q3. Les modalités de suivi de la qualification proposées par RTE vous semblent-elles pertinentes ? En particulier la maille de suivi et la période de contrôle ?

Produits standard :

ENGIE ne voit pas d'objection à un suivi mensuel à une maille EDA.

ENGIE souhaite par contre que l'AA soit informé au plus tôt (M+1) dès qu'au moins un ajustement non conforme a été identifié par RTE sur l'une de ses EDA, indépendamment du fait que le seuil des 50% d'ajustement erroné ait été atteint ou non ou que l'AA ait effectué ou non plus de 5 activations dans le mois.

Q4. Les conséquences de la perte de qualification vous semblent-elles pertinentes ?

Produits spécifiques :

Les conséquences décrites dans le document ne sont pas claires et difficilement applicables (quelle règles pour les DMO, sur quel critère, etc.).

ENGIE propose :

- Dans un premier temps, de simplement rappeler à l'ordre l'acteur lorsque ses ajustements ne sont pas conformes
- De prévoir un REX un an après l'application des nouvelles règles, avec des éléments chiffrés à l'appui, pour décider s'il est nécessaire ou non de mettre en place des mesures complémentaires.

Q5. Les critères techniques pour les produits standards vous semblent-ils pertinents ?

Critères en puissance :

Le gabarit proposé est pertinent mais manque de tolérance en cas de sous-ajustement (cf. erreurs liées à la conversion Energie / Puissance + légères variations « normales » du réalisé autour de P demandée). Les conséquences d'une sortie de gabarit sont par contre sévères (plus de TERRE pendant 3 mois).

ENGIE propose d'introduire une tolérance sur P_{demand} (ex : 90%) :

- $P(t=DMO) > 90\%.P_{demand}$
- $90\%. P_{demand} < P(t) < 120\%. P_{demand}$

Critères en énergie :

Les conditions telles que décrites dans le document ne semblent pas complètes.

Si des conditions en Energie sont réellement nécessaires, on pourrait appliquer la règle suivante sur la rampe montante du premier bloc 15' non nul :

- Soit P la puissance du premier BLOC 15' non nul de l'heure H considérée
- Soit E-1 (resp. E+1) : l'énergie livrée sur le pas 10'précédent (suivant) le pas de temps considéré pour l'ajustement de ce BLOC

- Alors vérifier que :
-

$$E_{-1} + E_{+1} > P / 6.$$

Q6. Les critères techniques pour les produits spécifiques vous semblent-ils pertinents ?

Cf. Q5.

EQUILIBRAGE

Q7. Les principes proposés par RTE pour l'expression du besoin d'équilibrage à la plateforme TERRE vous semblent-ils pertinents?

Cap de prix :

Comme indiqué dans sa réponse à la consultation ENTSO-E « Replacement Reserve implementation Framework », ENGIE est opposé à la formulation d'une demande élastique par les gestionnaires de réseau.

Même si l'on comprend qu'un cap de prix basé sur l'offre MA permettrait une optimisation du welfare en France, l'utilisation d'une courbe de demande élastique par les TSO :

- Implique que ces derniers agissent comme des acteurs de marchés, en concurrence avec ceux-ci ;
- Conduit les TSO à créer des caps de prix dans les plateformes européennes d'équilibrage.
- Diminue la probabilité d'utiliser TERRE.

Si ce cap devait être retenu, il ne devrait être que temporaire.

Incertitude du besoin :

Comme exprimé dans sa réponse à la consultation ENTSO-E, ENGIE considère qu'il n'est pas nécessaire de formuler le besoin sous forme de courbe de demande élastique dû à l'incertitude sur les besoins. Le gestionnaire de réseau peut simplement acheter la partie qu'il considère comme suffisamment certaine et attendre les mécanismes suivants (MARI, PICASSO) pour la partie restante.

Q8. Les principes et priorités de filtrage proposés par RTE pour le maintien des marges vous semblent- ils pertinents ?

Marges de la fenêtre opérationnelle :

ENGIE comprend que RTE souhaite privilégier le filtrage des offres RR/RC pour des raisons de fiabilité technique (cf. agrément technique préalable pour ces capacités) et d'incitation forte de l'AA à réaliser un ajustement parfait sur ces capacités (cf. pénalités fortes). ENGIE ne partage pas ce point de vue, les différents mécanismes proposés étant de nature à fiabiliser toutes les capacités offertes et à inciter les AA à réaliser correctement leurs ajustements (contrôle de qualification au fil de l'eau et sanctions potentielles, écarts d'ajustements, pénalités).

Compte-tenu de la remarque ci-dessus, ENGIE estime que le principe numéro 3 devrait donc prépondérer sur les autres. Un MOL devrait être établi en reprenant l'ensemble des offres (contractualisées ou libres) et éventuellement filtrer la partie « supérieure » du MOL, càd, celles dont le prix à la hausse est le plus élevé ou celles dont le prix à la baisse est le moins élevé. Ceci permettrait en outre de diminuer – voir supprimer- les cas où des offres filtrées génèrent une perte d'opportunité pour le BSP (cf. Q11).

Marges des échéances futures :

ENGIE comprend le besoin de filtrage prioritaire des offres à stock limité pour maintenir les marges à échéances futures.

Parmi les offres à stock limité :

- Seules celles dont le stock est trop faible pour garantir une disponibilité à l'échéance considérée devraient être filtrées (il n'est pas question de filtrer en bloc toutes les offres à stock limité, quelle que soit cette limite).
- Filtrer prioritairement les offres les plus chères, pour :
    - Limiter la probabilité que cette capacité soit utilisée par ailleurs par l'acteur sur un autre mécanisme (de ce fait, il n'est plus nécessaire de filtrer prioritairement les offres RR/RC avec stock).
    - Limiter le recours aux compensations financières pour perte d'opportunité (Q11).

Remarque :

ENGIE souhaite également rappeler que dans sa délibération, la CRE demande à RTE une étude quantitative pour Q417 portant notamment sur les offres filtrées. ENGIE que cette étude soit publiée.

Q9. Les principes et priorités de filtrage proposés par RTE pour le maintien des services système vous semblent-ils pertinents ?

Cf. Q10

Q10. Concernant les modalités à mettre en œuvre au sein de la version 9 des règles MA-RE, préférez-vous (i) qu'il soit interdit que les offres standards conduisent à la dégradation des services système programmés ou (ii) que les offres soient filtrées par RTE sauf lorsque le responsable de programmation indique à RTE les offres qui peuvent être activées par la plateforme sans dégradation des services système programmés ?

ENGIE propose de considérer que le fait de faire une offre standard sur TERRE signifie *implicitement* que l'activation ne conduit pas à une dégradation de la programmation en Services Système (responsabilité de l'acteur AA/RR). Il n'est pas nécessaire d'avoir recours à

une déclaration explicite qui alourdirait le processus (ENGIE est donc favorable au cas 2 mais sans message explicite).

Ce processus peut faire office de processus cible.

Q11. RTE interroge les acteurs de marché pour identifier les modalités qui pourraient être mises en place pour calculer les pertes d'opportunités qu'il pourrait y avoir sur les capacités n'ayant pu être activées sur les plateformes d'échange de produits standards.

Cas des capacités avec stock d'énergie :

Si une offre est filtrée et son prix est inférieur au prix de Clearing, alors elle est éligible à une compensation financière.

Dans le cas des capacités avec stock d'énergie, on pourrait considérer que la compensation vaut :

Clearing – Offre pour les N premières offres refusées pour cette capacité

avec :

N = Min (heures stock –heures activées ; heure non partagées avec Prix < Clearing)

Cette rémunération n'est pas complètement satisfaisante car elle ne couvre pas l'AA si la rémunération pour l'activation « de substitution » est moins élevée que la rémunération de l'offre non partagée.

Il est dans le même temps pertinent également de chercher à réduire la potentialité de ces offres non partagées avec prix TERRE compétitif (cf. la recommandation Q8 de filtrer préférentiellement les prix hausse les plus bas et baisse les plus élevés qui devrait aller dans ce sens).

Perte d'opportunité pour les Capacités engagées en RR/RC :

ENGIE pense que la perte d'opportunité liée à une « non activation » ou à un « non transfert » d'offre n'a pas de lien avec la rémunération de capacité. La rémunération de capacité est justifiée par le fait que l'acteur de marché réserve de la capacité depuis le moment de la contractualisation jusqu'au moment de soumettre les offres d'ajustement. Cela couvre la perte d'opportunité pour l'acteur de marché de ne pas pouvoir valoriser son actif dans les marchés Forward, Day Ahead et IntraDay, afin de garantir sa disponibilité pour la soumission d'offres d'équilibrage.

ENGIE considère donc que la compensation financière devrait dans ce cas se faire à :

Compensation = Prix de Clearing – Offre TERRE

Cas des capacités non partagées et activées suite à un aléa

ENGIE estime que ce cas devrait être assez rare, surtout si le filtrage des offres avec stock pour marges à échéances futures se base sur les offres les plus chères (cf. Q8).

L'usage de la capacité sur le marché intraday ou pour couvrir un aléa s'avère en outre relativement complexe voire fastidieux à identifier et à quantifier.

ENGIE propose de ne pas prendre en compte ces cas dans le calcul de la compensation financière.

Q12. Partagez-vous le principe selon lequel le PM renvoyé par l'acteur d'ajustement serve de référence pour le calcul des pénalités, plutôt que le profil théorique des produits standards ?

Le système actuellement en vigueur a un gros avantage : il est simple. Les écarts et pénalités sont calculés entre le réalisé et la Trace RTE et la nomination n'intervient pas ;

Cela dit, ENGIE comprend les deux besoins fondamentaux du nouveau système : inciter à livrer un profil attendu (proche de celui attendu aux interconnexions) et inciter à livrer ce qui a été annoncé par l'acteur (pour bouclage fin).

SI les besoins et incitations proposées ne sont pas remis en cause, il est nécessaire de rappeler que les solutions sont couteuses et supportées par les acteurs (génération des Programmes de Marche, passage au pas 5', génération automatique sur activation). ENGIE s'est déjà exprimé à maintes reprises sur ce point.

Q13. Le remplacement de la trace initiale de RTE par le PM de l'acteur d'ajustement pour les ordres spécifiques vous semble-t-il une amélioration du système actuel ? Si non, pourquoi ?

Cf. Q21.

Q14. Partagez-vous les propositions de RTE concernant les exemptions pour la fermeté des offres standards ?

Activation MA après dépôt des offres standards (§3.6.2) :

ENGIE propose que RTE :

- Active préférentiellement des offres au MA non partagées sur TERRE (ce qui revient effectivement à classer les offres partagées en fin de MOL MA)
- Si les volumes ne sont pas suffisants, activer au MA les offres partagées les plus chères.
- Si malgré cela, l'offre activée au MA est aussi activée sur TERRE, alors prévoir le mécanisme de valorisation décrit au § 4.9.1.

Q15. Identifiez-vous d'autres situations pour lesquelles les activations relatives aux offres standards ne pourraient être réalisées ?

Non

Q16. Voyez-vous d'autres situations pour lesquelles il serait nécessaire de prévoir une déconnexion du processus TERRE ?

Non

Q17. Quel processus de communication de l'information aux acteurs d'ajustement devrait être prévu en temps réel ?

VALORISATION DES AJUSTEMENTS

Q18. Les principes directeurs proposés par RTE pour la valorisation des ajustements vous semblent-ils pertinents ? Identifiez-vous des principes complémentaires ?

Oui

Q19. La structure globale de valorisation des ajustements proposée par RTE vous semble-t-elle adaptée pour satisfaire les objectifs définis au 4.1 ? Identifiez-vous des améliorations de ce cadre global ?

Oui

Q20. Le modèle de données Back-Office proposé vous paraît-il lisible et cohérent avec le cadre de valorisation proposé ? Quelles clarifications et améliorations peuvent y être apportées ?

Oui

Q21. Les modalités de calcul des volumes attendus théoriques et effectifs vous semblent-elles satisfaisantes ? Identifiez-vous des pistes d'amélioration/clarification ?

Comme déjà évoqué en réunion bilatérale, ENGIE s'interroge sur le bénéfice du gabarit pour le calcul du volume attendu théorique (VAt) des offres spécifiques. Le mieux est l'ennemi du bien…

Nous avons bien compris que cela apportait une certaine souplesse aux AA avec la possibilité de s'écarter, dans une certaine mesure, de la Trace RTE sans pour autant être soumis aux écarts, ainsi qu'une rémunération basée sur le volume nominé.

A l'inverse,

- Cela apporte beaucoup de complexité (nouveau gabarit, calculs supplémentaires côté back-office).
- Cela créée un traitement particulier pour les offres spécifiques, alors que l'on y gagnerait à harmoniser les règles entre offres standard et offres spécifiques
- Cela peut conduire à des cas où la livraison est correcte d'un point de vue gabarit VAt mais incorrecte d'un point de vue gabarit de qualification (ex : livraison inférieure à Pdemand)
- Etc.

D'autres mécanismes sont déjà prévus pour fournir les principales incitations, rappelées en début de document, et semblent suffisants aussi bien pour les offres spécifiques que standards :

- Ecarts d'ajustement pour la conformité de la livraison physique avec la livraison attendue

- Pénalités concernant l'incitation à déclarer ce que l'on va faire

Propositions ENGIE :

- Prendre la Trace RTE pour calculer le VAt (l'équivalent du trapèze parfait pour les offres standards est donc la Trace RTE pour les offres spécifiques)
- Si ce n'est déjà fait, décrire précisément comment est construite cette Trace RTE, de sorte que l'AA ait connaissance de la trace attendue avant de faire l'ajustement.

Q22. Les modalités de conversion des programmes de puissance vers énergie vous semblent-elles acceptables (au regard notamment des modalités de détermination de la défaillance proposées au 4.8.1) ?

La convention de programmation telle que décrite §4.4.3 (cf. dessins rouges et verts) porte à confusion et donne l'impression que dans le cas d'un bloc TERRE de 100 MW sur 15', il faudrait effectuer la programmation suivante :

13:55	14:00	14:05	14:10	14:15
50	100	100	50	0

Notre lecture de la convention n'est surement pas la bonne car dans ce cas, dixit votre simulateur :

- Ecarts d'ajustement : 0 MWh -> OK
- Volume défaillant : 8,3 MWh -> NOK (NOK dans l'absolu bien sûr, car en pratique, RTE propose bien des tolérances. Mais cela dénote quand même une anomalie)

Pour avoir un volume défaillant nul, il aurait donc fallu effectuer la programmation en MW ci-dessous :

13:55	14:00	14:05	14:10	14:15
25	75	100	75	25

Et donc de faire en sorte que l'énergie livrée soit simplement égale à la puissance programmée x 5'.

Q23. RTE propose aux acteurs de marché de s'exprimer sur les valeurs numériques proposées par RTE pour le calcul du gabarit du PM pour les ordres spécifiques."

Q24. Quelle option privilégiez-vous pour le calcul du volume commercial des offres activées spécifiques ?

Cas des Offres spécifiques : dans la même veine que ce qui est remonté à la question 21, n'est-il pas plus raisonnable de ne considérer que la trace RTE pour déterminer le volume commercial ?

Cas d'activation simultanée d'une offre spécifique et d'offres standards : les volumes commerciaux entre les deux options étant sensiblement les mêmes, ENGIE privilégie la

solution la plus simple, soit celle consistant à déduire les blocs TERRE (option 1) et non les trapèzes correspondants.

Q25. Les modalités de détermination des prix de rémunération proposés par RTE vous paraissent-elles satisfaisantes ?

Oui

Q26. Etes-vous favorables à un pas de contrôle de 10 minutes ?

Le pas 10' permettra indéniablement d'être plus précis dans la correction des périmètres d'équilibre.

Par contre, c'est un changement qui impacte les outils Back-office et on peut déplorer qu'il soit provisoire (le pas de temps de contrôle 10' n'est pas compatible avec l'ISP 15' qui sera imposé dans les prochaines années).

Q27. Le mode de détermination de la période de contrôle vous paraît-il adapté ?

Oui

Q28. Les modalités de calcul et de valorisation des écarts d'ajustement proposées par vous paraissent-elles satisfaisantes ? Partagez-vous l'approche en deux temps proposée par RTE : démarrer avec une solution simple puis analyser le comportement des acteurs et instruire une éventuelle évolution ?

ENGIE accueille favorablement la proposition RTE qui semble la plus simple et néanmoins *a priori* suffisante :

- Utiliser le prix moyen pondéré des énergies d'équilibrage dans la tendance pour calculer le prix des écarts d'ajustement (PREa)
- Ne pas considérer les facteur k pour simplifier et éviter les rejeux

ENGIE est bien entendu intéressé par un REX après mise en œuvre de ces mesures.

Q29. Le critère de défaillance vous paraît-il satisfaisant ? Est-il pertinent sur les périodes de pente quel que soit le profil de livraison physique et les modalités de programmation ? Identifiez-vous des alternatives ?

Sauf erreur, les modifications apportées par rapport aux règles en vigueur sont les suivantes :

- Le volume de référence est désormais le volume nominé et non le volume attendu
- Les sur-ajustements sont désormais pénalisés au même titre que les sous-ajustements

- La tolérance passe de 20% à 10%
- Il n'y a plus de valeur plafond de 50 MWh
- Il y a désormais une valeur plancher (0,17 MWh)

ENGIE accueille favorablement ces modifications, avec cependant deux remarques :
- La tolérance doit rester à 20% (cf. notre recommandation de supprimer le gabarit VAt et donc sa tolérance additionnelle de 10%)
- La formule proposée pour les pentes est à première vue satisfaisante et permet effectivement d'élargir les tolérances pendant ces phases. Nous avons effectivement testé cette formules avec différents profils et différents gradients. Mais est-il nécessaire d'effectuer ce contrôle dès l'entrée en vigueur des règles ? encore une fois, ne faut-il pas se laisser le temps d'analyser le comportement des acteurs et de leurs ajustements avant de complexifier le système de contrôle ? Ce qui reviendrait à ne pas appliquer dans un premier temps de pénalités pendant les pentes.

Q30. Le mode de calcul des pénalités vous semble-t-il de nature à inciter les acteurs d'ajustement à livrer la prévision la plus fiable possible et déclarer les aléas en temps réel ?

Oui

Q31. Quelles avantages et inconvénients associez-vous aux options proposées par RTE pour traiter les cas d'activations en spécifique de capacités retenues en standard ? Identifiez-vous des options complémentaires ?

ENGIE privilégie l'option 2, à savoir le fait de comptabiliser le volume C comme un volume d'ajustement à la baisse sur la base du prix d'offre spécifique.

Une alternative devra par contre être identifiée pour le cas où il n'existe pas d'offre à la baisse pour l'EDA concernée.

Q32. Êtes-vous favorable au traitement proposé par RTE pour la jonction PM-PA après livraison standard ?

Q33. Le mode de traitement des modes dégradés liés au renvoi de PM par l'acteur d'ajustement vous semble-t-il satisfaisant ? Identifiez-vous d'autres situations opérationnelles qui nécessiteraient un traitement particulier ?

Q34. Identifiez-vous, sur la base du modèle Excel proposé, des situations qui nécessitent un traitement particulier ? (Possibilité de joindre des simulations au format Excel à la réponse à l'appel à contributions)"

Q35. Avez-vous des remarques relatives aux modalités de calcul des surcoûts et d'affectation des coûts d'équilibrage ?

Q36. Êtes-vous favorable aux modalités proposées par RTE pour le calcul des indicateurs de l'équilibrage et les répartitions par RE/fournisseur ?

Oui

PRIX DE REGLEMENT DES ECARTS

Q37. Quelle option favorisez-vous pour l'évolution du calcul du PRE en lien avec les exigences du règlement Electricity Balancing ?

ENGIE préconise l'option 3 qui est davantage en ligne avec ce qui existe dans les autres pays (prix de déséquilibre).

SIMULTANEITE MA-NEBEF

Q38. Quelle est la réalité opérationnelle du taux de recoupement EDA/EDE inférieur à 10% ?

Q39. Emettez-vous des objections liées à vos processus opérationnels quant à la suppression des dispositions pour la simultanéité MA-NEBEF dans le cas 10% ?

Q40. Avez-vous d'autres remarques sur le sujet de la simultanéité MA-NEBEF ?

---- FIN ----