SMART GRID ENERGY

Le 23 mai 2018

Réponse à l'appel à contributions relatif à l'évolution des Règles RE-MA v9

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

R : Oui, les principes proposés par RTE semblent pertinents et suffisants pour la préqualification des AA.

Q2 : *Les principes proposés par RTE pour la préqualification des capacités 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 ?*

R : Les critères de préqualification nous conviennent. Nous demandons cependant que RTE prenne des engagements fermes et plus forts sur les délais de traitement.

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 ?*

R : Ces modalités semblent pertinentes pour les capacités activées fréquemment. Des questions se posent pour les capacités de pointe ou engagées en Réserves et donc activées de manière moins fréquente : quid de la situation où une capacité n'a pas ou peu été activée sur les 12 derniers mois. Il nous semble que dans le cas extrême où une seule activation aurait eu lieu avec atteinte de 99% de la $P_{demandée}$ il serait particulièrement sévère de retirer la qualification.
Nous souhaitons que ce point soit approfondi avant d'être inscrit dans les Règles.

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

R : Nous ne partageons pas le souhait de RTE d'imposer une période de carence de 3 mois au cours de laquelle une nouvelle qualification ne pourrait être sollicitée. Il est en effet bien assez préjudiciable pour l'acteur d'ajustement de perdre sa qualification et de n'être pas en mesure de valoriser ses capacités sur le MA le temps d'obtenir une nouvelle qualification, en particulier dans le cadre des contrats avec réservation des capacités. Le coût de remplacement des capacités perdant leur qualification (sous-optimisation du portefeuille, recherche de capacités de remplacement sur le marché secondaire) et l'absence d'engagement de RTE sur les délais de traitement des futures demandes représentent déjà un gouffre financier pour l'AA.

Q5 : *Les critères techniques pour les produits standards vous semblent-ils pertinents ?*
Q6 : *Les critères techniques pour les produits spécifiques vous semblent-ils pertinents ?*

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 100 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

R : Dans les deux cas les critères techniques semblent pertinents et en ligne avec les contrôles actuels. Nous souhaitons néanmoins alerter sur le fait que le critère lié au délai de désactivation risque de freiner l'émergence de certaines capacités d'effacement dont les impératifs de sécurité industrielle imposent une reprise plus lente de l'activité.

Q7 : *Les principes proposés par RTE pour l'expression du besoin d'équilibrage à la plateforme TERRE vous semblent-ils pertinents?*
Q8 : *Les principes et priorités de filtrage proposés par RTE pour le maintien des marges vous semblent- ils pertinents ?*

R : Oui, les principes exposés semblent pertinents, de même que les priorités de filtrage.

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

R : Les principes nous semblent pertinents.
Nous préférons la seconde option proposée : (ii) les offres sont 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. En effet celle-ci offre plus de souplesse aux acteurs qui peuvent continuer à valoriser leurs offres standards qui n'affectent pas leurs capacités de SSY.

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.*

R : Nous comprenons que RTE fait le choix de temporiser la rédaction de règles devant compenser des pertes avérées et quantifiables pour les opérateurs car des gains partiels, potentiels et conditionnels pourraient également exister.
Si nous ne contestons pas l'existence de cas concrets de pertes d'opportunités qui auraient des répercussions positives, ni le besoin de chiffrage de celles-ci, nous regrettons la méthode extrême adoptée et sollicitons une gestion inverse de la problématique : que RTE s'engage dans un premier temps à compenser les pertes d'opportunités et qu'un travail s'engage dans la foulée avec les acteurs pour affiner le régime d'indemnisation.

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 ?*
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 ?*

R : Oui et oui.

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 100 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

Q14 : *Partagez-vous les propositions de RTE concernant les exemptions pour la fermeté des offres standards ?*
Q15 : *Identifiez-vous d'autres situations pour lesquelles les activations relatives aux offres standards ne pourraient être réalisées ?*

R : Nous partageons les propositions et n'avons pas de situation complémentaire à ajouter.

Q16 : *Voyez-vous d'autres situations pour lesquelles il serait nécessaire de prévoir une déconnexion du processus TERRE ?*
Q17 : *Quel processus de communication de l'information aux acteurs d'ajustement devrait être prévu en temps réel ?*

R : Nous n'avons pas de situation complémentaire à ajouter.
En cas de déconnexion de la plateforme TERRE, nous souhaitons obtenir l'information par mail.

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

R : Les principes directeurs, structure globale de valorisation et modèle de données nous paraissent cohérents et adaptés.

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

R : Oui et oui.

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.*

R : Depuis la mise en place du Mécanisme d'Ajustement en 2003, une tolérance de 20% est accordée aux acteurs d'ajustement sur le contrôle de l'énergie activée. Cette tolérance *a posteriori*, qui n'insensibilise pas complètement l'AA car des écarts peuvent également lui être appliqué, n'a nullement eu besoin d'être remise en question depuis presque 15 années d'existence. A ce titre, nous souhaitons maintenir au niveau des critères actuels le contrôle du réalisé futur. Or le fait de juger le réalisé avec une tolérance *a posteriori* de 10% par rapport à un programme de marche « ajustable » lui-même *a priori* de 10% ne revient pas à une équivalence de 20% de tolérance. A titre d'exemple, un acteur recevant un ordre spécifique d'ajustement pour une puissance de 100MW et n'ayant pas connaissance d'un quelconque aléa au moment de la réception aura tendance à renvoyer un PM à 100MW. Si un aléa se déclare au moment du démarrage de la capacité, limitant à

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 100 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

89MW son injection, l'AA pourra être pénalisé car il est en dehors des 10% de tolérance alors qu'avec les Règles actuels il se situerait dans la zone de tolérance.
De façon plus anecdotique, on peut également noter que, même si l'AA a connaissance d'un aléa au moment de sa réponse et de l'envoi de son PM, il pourra au mieux renvoyer un PM à 90MW, sur la base duquel le réalisé sera jugé avec une tolérance de 10%. Soit 19% de tolérance totale contre 20% aujourd'hui.
Nous sommes également tout à fait conscients que RTE ne peut accorder 20% de tolérance à chaque étape du processus au risque de ne plus disposer d'une visibilité suffisante sur les ajustements se déroulant sur son réseau. Néanmoins, nous estimons qu'une réflexion globale devrait à nouveau être menée afin d'affiner les modalités et de se rapprocher de la situation actuelle.
Tant que cette réflexion n'est pas menée, nous sommes favorable à une absence de tolérance sur le PM (gabarit) et à la conservation d'une tolérance de 20% à l'étape du contrôle du réalisé.

Q24 : *Quelle option privilégiez-vous pour le calcul du volume commercial des offres activées spécifiques ?*
Q25 : *Les modalités de détermination des prix de rémunération proposées par RTE vous paraissent-elles satisfaisantes ?*

R : L'option 1 permettant de conserver la logique « volume commercial = bloc » nous paraît préférable à l'option 2.
Les modalités de détermination des prix de rémunération nous semblent cohérentes.

Q26 : *Êtes-vous favorables à un pas de contrôle de 10 minutes ?*
Q27 : *Le mode de détermination de la période de contrôle vous paraît-il adapté ?*
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 ?*

R : Nous ne pouvons soutenir des évolutions sur le contrôle du réalisé ou sur le calcul des écarts qui sont synonymes de plus de rigidité et de risque de coûts ou de pénalités plus important pour les acteurs d'ajustement sans contrepartie. Nous estimons que les évolutions proposées à l'heure actuelle vont toutes dans le sens d'un contrôle plus strict (pas de temps divisé par trois, tolérance *a posteriori* divisée par deux) et qu'aucune souplesse n'est accordée de façon symétrique par RTE.
Nous sommes bien entendus volontaires pour faire évoluer la gestion du système électrique au plus proche des capacités techniques dont nous disposons aujourd'hui mais la concertation doit être plus approfondie et les efforts ne doivent pas peser de façon systématique sur les contreparties de RTE. Dans l'attente d'une analyse plus poussée et de l'élaboration de règles plus équitables nous ne sommes donc pas favorables à l'évolution du pas de contrôle.

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 ?*
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 ?*

R : Tel qu'évoqué à la réponse 23, nous ne sommes pas en accord avec la définition proposée du critère de défaillance. Le passage à une marge de tolérance de 10% sans contrepartie et sur un pas

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 100 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

de contrôle divisé par trois fait peser de grandes incertitudes sur les acteurs d'ajustement sans contrepartie.
Nous notons également que RTE souhaiterait indexer le montant des pénalités sur le prix de règlement des écarts ce qui ajoute encore à l'incertitude et au risque pour l'AA. Le PRE peut dans certaines situations atteindre des niveaux très importants et un acteur défaillant ayant réalisé une offre à prix contenu pourrait se trouver redevable de pénalités non cohérentes avec ses provisions pour risque. Nous souhaitons que le montant des pénalités demeure lié au prix d'offre réalisé par l'AA et non à un facteur extérieur à l'AA.

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

R : Non concerné

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 ?*

R : Le mode de traitement nous paraît satisfaisant.

Q34 : *Identifiez-vous, sur la base du modèle Excel proposé, des situations qui nécessitent un traitement particulier ?*

R : Nos remarques principales figurent dans les réponses aux précédentes questions.

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

R : Non

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

R : Oui

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

R : Pas d'avis sur ce point.

Q38 : *Quelle est la réalité opérationnelle du taux de recoupement EDA/EDE inferieur à 10% ?*

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 100 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.

Q39 : *Émettez-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 ?*

R : Nous n'avons pas de cas de recoupement EDA/EDE inférieur à 10% dans notre portefeuille. Bien qu'étant généralement favorable aux évolutions permettant une certaine souplesse et le développement multi-débouché des capacité d'effacement nous ne sommes pas spécialement attachés à la problématique de la simultanéité MA-NEBEF dans le cas 10% et ne feront pas barrages à la suppression des dispositions si la mise en œuvre est jugée trop complexe par RTE, en particulier si un report de la force de travail nécessaire peut être effectué sur des sujets plus importants.

© Smart Grid Energy - SAS au capital de 100 000,00 €. Ce document est la propriété de Smart Grid Energy.