Refonte des fichiers et nouvelle modélisation des offres sur le mécanisme d'ajustement

Appel à contributions

4 octobre 2024

Réponse ENGIE

Q1.1 : Partagez-vous le constat de RTE sur le mécanisme d'ajustement actuel et ses limites ? Y a-t-il d'autres points que vous souhaiteriez mentionner ?

Q1.2 : Les objectifs de ce projet de refonte vous paraissent-ils clairs ? Y a-t-il d'autres sujets que vous voudriez aborder dans le cadre de cette refonte ?

Nous partageons les objectifs poursuivis par RTE, à savoir :

- Retrouver une cohérence interne dans les données transmises
- Mettre en place une modélisation des offres d'ajustement plus souple et robuste

Nous proposons de rajouter des objectifs additionnels :

- Préparer la cohabitation entre MA et offres standards
- Préparer l'activation des moyens dans une fenêtre opérationnelle toujours plus réduite.
- Traiter correctement le cas des ajustements MA avec dégradation SSYf.

Q2.1 : Cette manière de déclarer vos points de fonctionnement vous semble-t-elle pertinente ?

Q 2.2 : Serez-vous en capacité de constituer de tels fichiers pour représenter vos points de fonctionnement ? Quelles seraient les éventuelles contraintes et limites que vous pourriez identifier ?

RTE demande aux acteurs :

- De déclarer l'ensemble des points de fonctionnement de chaque EDP composant chaque EDA, avec, pour chaque point, une chronique de 96 valeurs reflétant la P0 pour le jour considéré.
- De redéclarer ces chroniques suite à changement (ex : aléa, changement de Pmax, etc.)
- Avec le nouveau code TAO 5D, motivé par l'arrivée points de fonctionnement en réserve secondaire dissymétrique, le nombre de points de fonctionnement à définir par EDP risque d'être important, de l'ordre de 15 chronique 96 valeurs par EDP si on se limite uniquement à ceux définis à Pmin/Pmax. En effet, les nouveaux points de fonctionnement sont définis par :
    - Un niveau de puissance :
        - MAX pour indiquer « Puissance Maximale »
        - MIN pour indiquer « Puissance minimale »
    - Valeur de réserve primaire
        - 0 : pas de puissance primaire délivrée
        - 1 : Puissance primaire à la baisse uniquement
        - 2 : puissance primaire symétrique
        - 3 : Puissance primaire à la hausse uniquement
        - Suffixe pour indiquer un fonctionnement avec une valeur maximale (RP+ = RP + RS)
    - Valeur de réserve secondaire : idem RP

Toutes ces chroniques sont en outre à redéclarer en IJ (compter 2 à 6 re-nominations par jour en moyenne).

Au-delà de notre capacité à générer un tel fichier, nous sommes un peu dubitatifs sur la lisibilité du fichier résultant et au final notre capacité à déceler une incohérence dans les données transmises. D'autant que les données de base sont finalement assez restreintes et faciles à contrôler :

- Chronique Pmin/Pmax (type CTPROD1/2)
- Table statique des points de fonctionnement, avec informations additionnelles telles que *derating* ou réhausse des points de fonctionnement, telle que celle utilisée par le mécanisme SSYf. Nous insistons sur le fait que ces informations doivent être cohérentes entre les différents mécanismes, et que la meilleur manière de l'assurer est de partager un même fichier.

Q2.3 : Ce contenu permettant de décrire l'offre d'ajustement vous semble-t-il exhaustif ? Auriez-vous ajouté des données supplémentaires ?

Q2.4 : La répartition des données entre les informations nécessaires et contingentes vous semble-t-elle pertinente ?

Nous avons effectué une simulation sur un cas simple d'une CCG qui démarre et qui programme des réserves primaires et secondaires. Nous avons partagé ce fichier avec RTE pour nous confirmer que notre compréhension était la bonne et que la flexibilité ainsi offerte correspondait bien aux attentes de RTE. Cet exercice nous a permis de remonter les points suivants :

- **Lien parent/enfant** : il serait, selon nous, plus facile de considérer un groupe d'offres à activer simultanément (en sommant les Puissances et les DMO) que la logique parent/enfant avec enfant activable dès que la parent a atteint sont Instant d'Activation. Ex : cas des démarrages.
- **Champs « Activable »** : nous ne sommes pas convaincus de l'intérêt de ce champs et nous donne l'impression de disposer d'un marteau pour écraser une mouche. La relation parent/enfant ne permet-elle pas de gérer le cas d'activation au-delà de la fenêtre d'engagement RRRC ?
- **Répartition impacts SSYf** : ce process semble lourd, et ne concerne que les cas spécifiques d'une EDA avec EDP dont certaines EDP seulement sont incluses dans une EDR. Par défaut, sans précision dans l'offre, ne peut-on pas considérer une règle par défaut ? (ex : iso-répartition par EDP par exemple).

La répartition des données entre les informations nécessaires et contingentes nous semble pertinente.

Q2.5 Parmi les deux options présentées concernant l'interprétation des chroniques de prix d'offre, y en a-t-il une que vous trouvez plus pertinente ? Si oui, pouvez-vous expliquer pourquoi ?

L'option 1 (prix de l'énergie livrée sur le pas 15') nous semble la plus pertinente. A RTE de trouver une manière d'interclasser ces offres en estimant au mieux la durée d'activation des offres activées en JNA, et en ramenant le cout global à des €/MWh). L'option 2 n'a pas beaucoup de sens pour les acteurs.

Q2.6 Dans quelle mesure allez-vous adapter votre stratégie de pricing suite au passage des plages de prix à des chroniques de 96 valeurs ?

Pas de grosses variations de prix à prévoir entre les différents ¼ d'heure pour des actifs type CCG. Pour les sites de consommation ou les batteries par contre, cette granularité permettra d'affiner la stratégie de pricing.

Il est en outre important d'aligner les pas de temps et de les faire converger vers le pas 15' (cf. granularité du nouveau market design).

Q2.7 Quelles sont les données que vous jugez nécessaires d'intégrer dans le fichier des contraintes techniques, selon les différents modes de participation au mécanisme d'ajustement (voir partie 3) ?

Q2.8 Avez-vous d'autres remarques concernant les fichiers issus de la refonte en général ?

Concernant les offres explicites, il nous semble que les données doivent pouvoir être fournies directement dans l'offre d'ajustement, ce qui permettrait de s'affranchir de ce fichier supplémentaire et de rendre les offres suffisantes et autoporteuses. Par exemple :

- DMO démarrage, DP, gradient : à transmettre via le DMO de l'offre explicite
- Temps de palier : à fournir via DNA et DOmin

Concernant les offres implicites, il serait utile de s'assurer que les spécificités de notre centrale **DK6** sont correctement répercutées dans les contraintes techniques. A ce jour, nous avons dû rédiger un document adhoc propre à cette centrale (Convention de participation de DK6 au MA).

Q3.1 Quels moyens envisagez-vous de faire participer en implicite au mécanisme d'ajustement refondu ?

Q3.2 Le cadre de participation implicite présenté ci-dessus vous semble-t-il adapté aux moyens que vous souhaitez y intégrer ?

Si nous décidons de maintenir des offres implicites, alors ces offres porteront sur les mêmes centrales de production RPT qu'aujourd'hui. Cf. question Q3.3 sur le fait de pouvoir offrir en full explicit.

Comme explicité par la suite, en implicite, la gestion des activations avec dégradations SSYf n'est pas correcte.

Q3.3 Quels moyens envisagez-vous de faire participer en explicite avec programmation au mécanisme d'ajustement refondu ?

Une formulation en *full explicit* est envisageable, y compris pour les assets actuellement offerts en implicite.

Nous pensons être en mesure de formuler, si nécessaire, des offres full explicites pour l'ensemble de nos actifs, CCG comprises, portant sur la totalité de la flexibilité disponible (compatible avec les CUO potentiellement contraintes. Ex : mFRR). Nous avons pour cela effectué une simulation sur un cas simple d'une CCG qui démarre et qui programme des réserves primaires et secondaires. Nous avons partagé ce fichier avec RTE pour nous confirmer que notre compréhension était la bonne et que la flexibilité ainsi offerte correspondait bien aux attentes de RTE. Des illustrations figurent en annexe.

S'il est bien sûr plus confortable de rester sur un format d'offres implicites (peu de mise à jour, complexité déportée chez RTE), ces dernières présentent des défauts majeurs, côté RTE, compte-tenu de la fenêtre opérationnelle réduite et du caractère non autoportant/non automatisable de ces offres, mais également côté acteur (tout au moins dans leur version actuelle) :

- **Mauvaise gestion des cas de dégradation SSYf** : en implicite se pose la question du surcout lié à la dégradation des SSYf suite à une activation au MA (indemnité S). Ce point est aujourd'hui problématique, ENGIE subissant de nombreuses pénalités pour cause de dégradation SSYf (100k€ en 12/2023 et 75k€ en 09/2024) et se refuse pour autant à inclure cette indemnité dans

son prix d'offre pour rester compétitif sur toutes les autres activations (majoritaires) effectuées sans dégradation.

Une solution existerait en implicite et consisterait à ce que RTE rajoute une brique S dans son interclassement d'offres lorsqu'une dégradation est associée. L'acteur serait dans ce cas rémunéré à son prix d'offre + S.

Le fait de passer en full explicit permet de résoudre cette anomalie en proposant des offres exclusives avec ou sans dégradation, à des prix différents.

- **Peu d'options en terme de bidding** : en implicite, il n'est possible de soumettre qu'une offre hausse et qu'une offre baisse pour une période donnée, et donc, dans la version actuelle, un seul prix à la hausse et un seul prix à la baisse. Le fait de pouvoir spécifier un prix par motif par exemple n'est aujourd'hui pas autorisé. L'explicite ouvre de nouvelles options, telles que des groupes d'offres exclusives, des offres groupées, etc.
- **Une cohabitation complexe avec les plateformes standards (explicites)**, du fait du dédoublement inévitable des MW offerts, nécessitant des traitements spécifiques et une complexification des règles pour gérer les différents cas (conflits, priorités, compensation financière, etc.).

  Le passage en explicite permettrait d'envisager des **volumes exclusifs** entre les plateformes, et donc des traitements simplifiés, plus simples et plus rapides.

  L'exclusivité des puissances soulève néanmoins de nouvelles questions. Sans empiéter sur le domaine de responsabilité de RTE, nous avons noté les points suivants au gré de nos discussions :

  - Si la flexibilité n'est que partiellement offerte en standard du fait des contraintes imposées par le produit échangé, la flexibilité résiduelle échappe à RTE.
  - Comment reprendre la flexibilité offerte en standard en cas d'indisponibilité fortuite d'une plateforme standard.

Vue de synthèse de notre analyse *full explicit*

	Pour ENGIE	Pour RTE
Avantages	Uniformisation avec les autres produits Possibilité du multi-offres (potentiellement exclusives) Prise en compte propre des surcouts liés aux dégradations SSYf	Davantage automatisable Offres autoporteuses Davantage compatible avec les plateformes STD (exclusivité des puissances entre MA et STD ?)

Inconvénient	Lourd à mettre en place / à rôder / risque d'erreur Automatisation inévitable (mise à jour continue des offres)	Perte potentielle de flexibilité Flex backup (si STD KO)

Les offres explicites avec programmation sont aussi particulièrement attendues pour des actifs de production RPD pour lesquels la méthode de CRMA souhaitée est celle basée sur le Programme d'Appel comme courbe de référence (valorisation alternée sur le MA et sur le Spot, avec prise de référence sur le dernier Programme d'Appel accepté par RTE).

Nous ne voyons pas à ce stade comme ces offres explicites avec programmation peuvent concerner les actifs de soutirage (besoin d'information complémentaire sur la notion de Puissance active programmée d'un site de soutirage).

Q3.4 RTE souhaite faire de ce mode de participation le cadre privilégié pour ouvrir la participation au MA à des agrégats de type EDA multi EDP. Quelles sont vos perspectives concernant la constitution d'EDA de ce type ? Le cadre présenté ci-dessus vous semble-t-il pérenne pour la participation au MA d'EDA agrégées ?

Le cadre présenté nous semble pertinent pour permettre la participation d'EDA agrégées. A ce stade, nous n'avons néanmoins pas de projets d'agrégation EDA multi-EDP suffisamment avancés pour être présentés ici.

Q3.5 Le cadre de participation explicite avec programmation, présenté ci-dessus, vous semble-t-il adapté aux moyens que vous souhaitez y intégrer ?

Oui, le cadre présenté nous semble adapté.

Q3.6 Dans l'hypothèse où la programmation de la puissance active serait ouverte aussi aux EDP soutirage, lequel des modes de participation explicite avec ou sans programmation choisiriez-vous pour vos EDA composées de sites de soutirage ?

Nous aurions besoin pour répondre de mieux comprendre la notion de programmation de la puissance active pour les sites de soutirage.

Q3.7 Le cadre de participation explicite sans programmation, présenté ci-dessus, vous semble-t-il adapté aux moyens que vous souhaitez y intégrer ?

Oui, le cadre présenté nous semble adapté aux offres proposées par les sites de soutirage (situation actuelle).

Q3.8 Avez-vous d'autres remarques concernant les modalités de participation au mécanisme d'ajustement ?

Il est question d'envoi de Programme de Marche suite à activation au MA. Cette question avait été panifiée pour les activations MA (jalon M') et mise en œuvre pour les activations TERRE. La logique voulait que l'acteur soit potentiellement facturé de ses écarts mais pas pénalisé si le PM envoyé reflète correctement la livraison. Est-ce la même logique ?

Quelle serait la portée des PM dans les cadre des ordres non bornés ?

Q4 : Vu d'aujourd'hui et sous réserve que les jalons d'instruction du besoin soient respectés, le planning proposé vous semble-t-il réaliste ?

Voir quand tombe la refonte des fichiers CTPROD1/2/5 (Palier 1). Car cette évolution est impactante et visiblement planifiée à court terme.