GT Services Système Fréquence

15 Octobre 2018

Situation de repli : Art 6.4.6:

— Pensez-vous qu'il faille faire évoluer ce principe (en cohérence avec le processus de la FCR Cooperation) ?

- Le recours à la prescription en cas d'échec de l'appel d'offre hebdomadaire était une solution simple pour intégrer la FCR cooperation dès janvier 2017. Avec le processus d'harmonisation au sein de la FCR, il est temps de faire converger les différents systèmes de repli. Le recours à la prescription est complétement obsolète pour le cas de la réserve primaire, tant d'un point de vue marché qu'opérationnels. Engie est donc favorable à une évolution de cette règle vers une solution fondée sur un marché libre et permettant à l'ensemble des capacités disponibles d'y participer.

- Nécessité de préciser les cas entrainant une situation de replis :

  — **« problème SI » ou « insuffisance d'offres dans les autres pays »:** Compte tenu l'obligation actuelle d'offrir pour les acteurs obligés, l'organisation d'une enchère nationale est la solution la plus simple et ne nécessiterait pas d'offres supplémentaires.

  — **Insuffisance d'offres en France** : Si l'obligation d'offrir pour les acteurs devait être levée avec le passage aux offres journalières, l'organisation d'une seconde enchère française avec possibilités de soumettre de nouvelles offres devrait être organisée. Dans ce cas, une attention particulière devra être portée aux procédés opérationnels afin de minimiser les développements SI spécifiques liés à cette situation de repli (utiliser un maximum les procédés opérationnels classiques). Plateforme identique? Fichier identique?

- Une solution de type "Utilisation des résultats de la dernière enchère" dans sa forme la plus simple est à exclure pour ENGIE étant donné la variation des conditions de marché (disponibilités des moyens de production, évolution des prix, …).

Pénalités liés au déficit de réserve (1/2):

1. Doit-on garder ce principe ou en avoir un autre?

Engie est en faveur d'une évolution des formules de pénalités liés au déficit de réserve primaire.

- Cette évolution doit s'intégrer au maximum dans un optique d'harmonisation avec les pays de la FCR coopération afin de favoriser une concurrence seine entre tous les acteurs
- La référence à un prix régulé ne fait plus de sens depuis la mise en place des enchères. Celui-ci devrait être remplacé par une référence au prix du marché de la capacité R1.
- La référence à EPEX perd son sens dans le cas des nouvelles technologies (pas d'arbitrage possible avec le marché J-1). De plus, celui-ci va à l'encontre du principe d'harmonisation entre les pays de la FCR coopération
- La nouvelle formule devrait garantir une cohérence entre niveau de rémunérations et de pénalités (pénalité = facteur multiplicatif x prix marginal de l'enchère....)
- Les modalités de pénalisation doit également dépendre des outils de contrôle:

- principe: le montant maximum de pénalisation doit correspondre à une capacité fantôme rémunérée sur l'Appel d'Offre

- RTE doit s'assurer qu'à chaque instant les capacités de R1 engagées sont disponibles => encourager la capacité qui déclare son aléa/indisponibilité, et/ou qui a recours au marché secondaire

- RTE doit pouvoir reconstituer la R1 avec des capacités compétitives (≠ seulement à partir des capacités obligées soumises à des pénalités supplémentaires liées à l'activation au MA)

=> permettre des offres explicites de R1 seule au MA

=> mettre fin à l'indemnité sur le PM pour la R1: au moment de l'activation par RTE pour P=C mais avec augmentation de la capacité de R1, nos CCG sont pénalisées sur le pas 30 min où l'ajustement est réalisé

Pénalités liés au déficit de réserve (2/2):

2. Doit-il être cohérent avec la réserve secondaire ?

Pas nécessairement, les réserves primaire et secondaire différent fortement en ce qui concerne leurs organisations de marchés et les technologies utilisées.

3. Doit-on différencier les non respects des obligations de façon différentes avant J-1 16h30 et après ?

Les formules de pénalités devraient pousser les acteurs en défauts à chercher une solution dans le marché et à minima à informer RTE. Une formule différenciée (aléa et indisponibilité programmée) pourrait être envisageable, bien qu'en pratique un aléa survenue la veille laisse plus de temps pour le secourir qu'un aléa survenu en cours de journée. La référence au J-1 16h30 ne nous semble néanmoins pas adéquate étant donné le passage aux enchères journalières et la possibilité de résoudre un défaut via le marché secondaire.

4. Garde-t-on un index Marché (Spot ou index IJ) en plus de la référence à l'AO ?

Non, comme cité ci-dessus, la référence à un marché d'énergie perd son sens dans le cas d'un marché libre (CCG hors marché et nouveaux entrants: sites de soutirages, batteries,….). De plus, la référence à un prix marché EPEX va à l'encontre de la volonté d'harmonisation entre les pays participants aux enchères communes. Il nous semble plus adéquats de lier les pénalités à la seule référence au prix de marché de capacité R1.

Évolution de la constitution d'une EDR

- Principe: ne rémunérer la capacité qu'à hauteur de la capacité certifiée.
  - L'évolution de la constitution de l'EDR ne doit pas entraîner un passage par un dossier de certification (une déclaration devrait suffire, la fréquence de la déclaration pourrait être mensuelle afin d'éviter des déclarations trop fréquentes)
  - L'évolution vers un gain supérieur ou une contribution supérieure de l'EDR ne doit pas entraîner un passage par un dossier de certification (une déclaration devrait suffire, à chaque 0,5 MW/Hz par exemple)
  - L'augmentation de la puissance max de l'EDR doit nécessairement passer par un dispositif de certification: un contrôle sur le réalisé pourrait suffire (qualification du gain K) en lieu et place de la fiche 16, avec en complément les tests de type fiche 14

Réflexion sur la notion d'agrégat injection-soutirage

- Le produit de marché sur la R1 (et la prescription sur la R2) est symétrique:
  - agréger dans une unique EDR les moyens les plus performants pour réaliser la participation à la hausse et à la basse est nécessaire
  - et/ou proposer des produits asymétriques sur les enchères (et la prescription?)
- Questions à lever en concertation:
  - L' EDR repose nécessairement sur un ensemble d'EDPs qui portent les programmes en services système => comment réaliserait-on cette programmation (les EDP seraient-elles qualifiées en R1/R2? On déclarerait un gain? Une Capacité?)
  - L'EDR de type soutirage a les mêmes obligations sur l'EDP: (re)déclarer son programme PA_SSY: est-il possible d'envisager de proposer ces EDR au MA?
  - Dans tous les cas : /!\ à ne pas imposer un programme de puissance active pour le soutirage.