CFAI du 6 Juin 2011

COMPTE RENDU

Présents :

CNR – Rémy Perrin
Deutsche Bank – Cédric Le Tallec
EDF – Serge Braz
EDF T – Nicolas Barbannaud
GdF Suez Trading – Benoît Larielle
Iberdrola – Dolores Sanchez, Aurora Alvar

RTE – Direction : Jean Verseille, président de la CFAI

RTE – Département Mécanismes de Marché :
Emanuele Colombo, Cécile Viaud

RTE – Service Grands Comptes :
Christelle Coppens-Chalhoub et Mathieu Bourgade, secrétaire de la CFAI

Points abordés :

1- Couplage CWE/ NWE et NWE Infra-journalier

Dans le prolongement du forum consacré au Flow Based sur la région CWE le 1er Juin dernier, les acteurs de marché rappellent leur souhait de « visualiser » les résultats des simulations Flow Based, et souhaitent pouvoir les comparer aux résultats de l'ATC.

Deutsche Bank considère que, puisque les matrices PTDF (Power Transfer Distribution Forecast) ainsi que les D2CF (D-2 Congestion Forecast) sont calculés par les GRT dès le J-2, leur publication aux acteurs de marché devrait être réalisée également dès le J-2.

Ces données donneraient au marché dès la fin du J-2 les signaux les plus pertinents pour affiner l'optimisation des moyens de production à la maille CWE, mais permettraient aussi aux acteurs de marché d'industrialiser leurs études.

RTE rappelle qu'en fin de J-2 les PTDF ne seraient qu'indicatives et qu'à ce titre toute publication de ces matrices ne saurait être engageante.

EDF-T insiste sur la nécessité de tester la robustesse du Flow Based en simulant des situations tendues, comme par exemple celle rencontrée les 4 et 5 Février derniers.

RTE prend note cette attente et rappelle qu'a minima un outil de simulation (« utility tool ») sera fourni aux acteurs de marché afin de leur permettre de tester des combinaisons d'échanges.

Concernant les incidents des 4 et 5 Février dernier, EDF s'étonne que les capacités aux frontières aient été réduites indistinctement dans les 2 sens (import et export) et souhaiterait disposer d'éléments circonstanciés pour mieux comprendre cet incident.

RTE rappelle qu'un rapport a été envoyé aux régulateurs de CWE. La CREG devrait rendre ce rapport public, mais cette publication n'a pas encore été faite.

RTE souligne que le caractère très singulier de cet épisode, tant sur le plan marché qu'exploitation, est lié à un niveau de production éolienne jamais atteint en Allemagne.
Néanmoins, les évolutions récentes du nucléaire allemand devraient accentuer le stress Nord Sud sur la Région CWE.
Des enseignements ont été tirés par les GRT et des améliorations sont d'ores et déjà mises en place concernant :

- l'algorithme qui gère les réductions de capacité
- la communication entre GRT

Concernant l'articulation de NWE avec le déploiement du Flow Based, RTE souligne que tout est fait pour que la solution « NWE enduring » soit mise en place avant le Flow Based. Cependant, si « NWE enduring » prenait beaucoup de retard, l'ordre de déploiement pourrait être inversé.

Plusieurs participants suggèrent la mise en œuvre de découplages partiels en lieu et place de fallbacks, ou en utilisant les résultats de EMCC. Le récent découplage (28/3) a révélé les limites du recours aux shadow auctions (pic de prix sur la Belgique) et ce type de fallback ne semble pas adapté à un couplage de marché sur une zone plus large que CWE/ITVC.

RTE rappelle que le couplage par les volumes d'EMCC est un dispositif transitoire dans lequel les partenaires CWE n'ont pas vocation à investir. Par ailleurs, une réflexion est en cours entre les partenaires de CWE pour définir les possibilités d'amélioration des fall-backs tout en veillant à ce que les ressources restent prioritairement allouées aux évolutions du processus principal.

Concernant le mécanisme cible de l'Infra Journalier sur la Région NWE, EDF-T rappelle sa préférence pour le modèle à gouvernance séparée, c'est-à-dire le modèle dans lequel les GRT ont la main sur le CMM (Capacity Management Module). En effet, cette solution est pragmatique et permet de progresser tout de suite, alors que l'autre solution (modèle intégré CMM+SOBF géré par les Bourses) semble porteuse de blocages et donc d'immobilisme.

RTE partage ce point de vue et essaie de promouvoir la gestion du CMM par les GRT. RTE rappelle régulièrement les exigences du CMM en terme d'accès OTC pour le balancing. Néanmoins, force est de constater qu'au dernier Forum de Florence, ce sont plutôt les voix d'un SOBF(*) tout puissant (avec gouvernance intégrée CMM+SOBF) qui se sont fait entendre.

(*) SOBF : Shared Order Book Function

2- SWE

CNR souligne le caractère peu convivial de l'interface REE pour l'allocation de capacités et aurait préféré un transfert intégral des enchères chez CASC.

Iberdrola précise qu'une évolution réglementaire récente devrait mettre fin à l'interdiction d'importer faite aux 3 acteurs dominants (Endesa, Iberdrola et Gas Natural).

Concernant BALIT, EDF-T et Deutsche Bank ont le sentiment que, sur IFA, cette initiative se développe au détriment de l'Infrajournalier. Ces acteurs considèrent que l'on devrait explorer toutes les capacités du marché pour minimiser le besoin d'échanges entre GRT. Or, selon eux, sur IFA, très peu d'efforts ont été faits pour réduire les délais de neutralisation en infra-journalier.

3- France-Suisse

La fin d'un contrat long terme étant programmée fin 2011, RTE et swissgrid ont décidé de mettre en place un mécanisme de marché basé sur une allocation explicite de l'allocation (enchères annuelles, mensuelles et journalières), opérée par CASC. Le volume de capacité qui sera mis aux enchères est actuellement en discussion avec Swissgrid et les régulateurs nationaux.

Deutsche Bank exprime des réserves sur la capacité des GRT à mettre en place ces enchères dès le 1/1/2012. RTE rappelle la volonté commune des 2 GRT qui se manifeste par des équipes projets qui travaillent ensemble depuis plusieurs semaines. Si toutefois un corps de règles n'était pas validé pour fin 2011, les GRT devraient a minima s'entendre sur un volume de capacité et transitoirement, la règle du pro-rata continuerait à s'appliquer.

A noter qu'un Forum consacré aux évolutions sur cette interconnexion sera organisé par les 2 GRT début Novembre (sem 45), à Paris (date précise à confirmer d'ici fin Août).

4- Frontières italiennes

Concernant l'harmonisation des Règles CSE-CWE, un workshop sera probablement proposé par les régulateurs aux acteurs de marché courant Septembre.

Post réunion : Concernant le projet d'enchères de capacité infrajournalières, RTE confirme le contenu des transparents : La 1è enchère CASC infrajournalière (opérée en J-1), devrait ouvrir des droits sur les sessions de GME infra MI2 (0h- 24h) et MI3 (12h-24h), tandis que la 2ème enchère CASC infrajournalière (opérée en J) ouvrirait des droits sur la session MI4 (16h-24h).

5- Bilan opérationnel du service d'enchères

IFA : les acteurs demandent plus de visibilité sur le déroulement du chantier et ses répercussions en terme de NTC mise à disposition.

6 – Network codes ENTSOE

Il est convenu qu'un point d'avancement régulier soit fait en CFAI au fur et à mesure de l'élaboration des codes.

7- *Questions diverses*

Concernant la plateforme de publication de données ENTSOE.net, Deutsche Bank déplore régulièrement des dysfonctionnements et souhaiterait qu'un interlocuteur ENTSOE soit dédié à l'accueil des acteurs de marché.

Toujours dans le domaine de la transparence/publication de données, le reliquat d'heures de fonctionnement autorisées pour les centrales à charbon est une donnée publique en GB ; il serait souhaitable que cette donnée soit également disponible sur le marché français.

Enfin, les acteurs souhaiteraient disposer d'une présentation actualisée des projets de développement des interconnexions.
RTE mettra ce point à l'ordre du jour de la prochaine CFAI, mais en parallèle, invite les acteurs à consulter le bilan prévisionnel établi par RTE (publication prévue fin Juillet) ainsi que les travaux de la Commission Perspectives du Réseau du CURTE

Prochaine CFAI prévue le Lundi 14 Novembre de 14h30 à 17h.