Réseau de transport d'électricité

CR-DC-PPTF-12

Compte-rendu de la CFAI du 17 septembre 2012

Indice : 2012-238		Date d'approbation : 19/10/12
Destinataire(s) : Tous les participants Copie(s) : Lucian BALEA, Régis BOIGEGRAIN,		Rédacteur(s) : Laure LAMOUREUX Vérificateur(s) : Bruno MAILH Approbateur(s) : Jean VERSEILLE Accessibilité : Restreint

Participants :

GDF SUEZ TRADING : Vincent MALANDAIN
EGL : Arnaud STOQUET
EDF-T : Nicolas BARBANNAUD
IBERDROLA : Aurora ALVAR, Dolores SANCHEZ
CNR : Ivan DEBAY
EDF : Serge BRAZ
DEUTSCHE BANK : Cédric LE TALLEC
RTE Direction : Jean VERSEILLE
RTE Département Intégration du Marché Européen :
Emanuele COLOMBO, Marie DUFOURG, Bruno VINTENAT, Benoit SERRIER, Samuel GALVIN
RTE- CNES : Stéphane CHARRET
RTE- Département Commercial : Bruno MAILH, Laure LAMOUREUX

ORDRE DU JOUR

1- Service d'enchères : Retour d'expérience depuis début 2012

2- NWE : Point d'étape sur les projets en cours (couplage et IJ)

3- Région CSE : Retour d'expérience sur le mécanisme infra-journalier lancé, étapes suivantes

4- Région SWE : Point d'étape sur les différents projets en cours (enchères chez CASC, Couplage, BALIT)

5- Network code CACM (Capacity Calculation and Congestion Management) : Evolutions suite à la consultation ENTSOE

6- Mécanisme infra-journalier sur France-Allemagne et France-Suisse : Retour sur la consultation des nouvelles Règles et mise en application

7- Règles de répartition des capacités (Split Rules) : consultation des acteurs en octobre

POINTS A RETENIR

1- Fonctionnement du service d'enchères : retour d'expérience depuis début 2012

Le taux d'enchères journalières réussies toutes interconnexions confondues continue à s'améliorer (moyenne janvier-juillet 2012 : 99,9%).
Suite à une demande de précision d'EDFT, RTE confirme que les fermetures fortuites de guichet IJ sur la frontière belge sont liées à des problèmes SI.

Concernant IFA, les travaux du 2è dipôle sont terminés depuis fin juillet, Iberdrola voudrait obtenir des précisions sur les réductions actuellement en cours.
Hors réunion : Une consignation prévue d'un pôle sur IFA a eu lieu du 3 au 14 septembre (capacité disponible environ 1500MW). De plus, il y a eu une courte avarie le 12 septembre de 16 à 18h. Le 17 septembre (jour de la CFAI), la capacité disponible sur IFA était bien de 2000MW. De nouveaux travaux de maintenance sont prévus du 8 au 17 octobre (capacité disponible environ 1000MW).

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

2- NWE : Point d'étape sur les projets en cours (couplage et IJ)

Le projet NWE Day ahead vise à remplacer le mécanisme de couplage des marchés J-1 par les prix de la région CWE et celui du couplage par les volumes entre les régions CWE et Nordiques (solution ITVC). Le planning est en cours d'actualisation et sera présenté lors du forum NWE le 26 septembre à Bruxelles.
Parmi les travaux en cours au sein de ce projet, l'implémentation du GB Virtual Hub a soulevé plusieurs questions : il vise à coupler les 2 hubs anglais par une capacité virtuelle infinie : concrètement, les 2 bourses britanniques seront conservées mais les carnets d'ordre seront fusionnés. Le planning d'implémentation de ce hub virtuel n'est pas encore défini.
EDFT soulève la question de la prise en compte ou non des pertes sur la liaison IFA. Si elles étaient intégrées dans l'algorithme de couplage, l'absence de congestion ne se traduirait plus par un différentiel de prix nul ce qui pourrait fausser le merit order. RTE répond que cette question n'est pas encore tranchée, une étude est actuellement en cours sur ce sujet. Il est convenu qu'EDFT nous fasse parvenir les réflexions d'EFET sur le sujet.

Concernant le projet NWE Infra journalier, les bourses au sein d'Europex et les GRT de la région NWE travaillent à l'organisation d'un appel d'offres pour le choix du fournisseur du système. EDFT souhaite des précisions sur la méthode qui sera retenue pour ce choix (à l'unanimité ou la majorité ?) et demande s'il serait possible d'avoir un système différent pour la zone CWE et pour les pays nordiques. RTE précise que pour l'instant, le but est d'avoir un processus de décision clair : si les bourses n'arrivent pas à se mettre d'accord, ACER pourrait demander aux GRT de mener cet appel d'offres.
EDF voudrait savoir si une consultation des acteurs est prévue dans le processus du choix du fournisseur. RTE précise que cela n'est a priori pas prévu. EDFT précise que les demandes des acteurs sont bien connues (pas de dégradation du système actuel, le système retenu ne doit pas être exclusif, …) et prises en compte via les différents groupes de travail (en particulier l'AESAG).

3- Région CSE : Retour d'expérience sur le mécanisme infra-journalier, étapes suivantes

Le mécanisme infra-journalier (2 enchères explicites de PTRs opérées par CASC) de la zone CSE a été lancé le 20 juin.
S'agissant des évolutions à venir, deux axes de progression sont identifiés :

- L'amélioration de la solution interim : cette amélioration ne pourra se faire par l'implémentation d'un mécanisme continu aux frontières car alors, les délais d'implémentation ferait que cette amélioration pourrait être concomitante à la solution cible. La piste privilégiée d'amélioration semble être le décalage de la session MI2 afin de translater le mécanisme actuel plus près du temps réel (ou moins près du J-1 !) ; cette évolution renvoie à des contraintes d'organisation en Italie entre TERNA et GME.
- L'implémentation de la solution cible : à terme l'implémentation de la solution cible se fera par extension de la solution élaborée dans le cadre du projet NWE.

EDFT précise qu'une solution acceptable serait que Terna récupère les calculs de congestion interne actuellement faits par GME. En effet, aujourd'hui une partie des fonctions de gestion du réseau sont assurées par GME (gestion des congestions internes en faisant tourner l'algorithme complet de marché) mais GME ne prévoit pas de faire 24 calculs de marché par jour. Si TERNA

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

avait plus de contrôle sur la gestion du réseau, il pourrait autoriser des transactions restant à l'intérieur de ce périmètre de sécurité sans dépendre complètement de GME et de son timing.
EDF s'inquiète du risque de décalage de la solution cible et suggère que l'on implémente dès que possible une amélioration de la solution intérim.
RTE indique que toute amélioration de la solution intérim ou l'implémentation de la solution cible nécessiteront de repenser le marché italien. Les améliorations intermédiaires feront vraissemblablement l'objet d'une estimation coût versus bénéfices afin de valider leur pertinence.

4- Région SWE : point d'étape sur les différents projets en cours (enchères chez CASC, Couplage, Balit)

Les enchères long terme sur IFE auraient du être reprises par CASC à partir de l'enchère annuelle 2013. Cependant les autorisations des autorités espagnoles n'ont pas été obtenues à temps. Il y aura au moins 6 mois de retard. Compte-tenu des nouveaux délais, les enchères J-1 ne seront pas reprises par REE avant la mise en place du couplage.
Iberdrola soulève le problème des écarts éventuels entre la nomination coté français et le programme coté espagnol et rappelle que certains acteurs ne peuvent pas importer en Espagne (même lorsqu'ils exportent). RTE précise que ces questions sont discutées avec REE qui serait prêt à décaler le Gate Closure Time à midi (si le gouvernement espagnol donne son accord). En attendant la mise en place du couplage, EDFT rappelle qu'il ne faudrait pas le GCT espagnol et le GCT français soient à la même heure. RTE rappelle que le problème des nominations sera réglé avec le couplage des marchés.
EDF s'interroge sur le planning du couplage de marchés. RTE précise qu'il n'aura pas lieu avant le Go Live NWE mais dès que possible après. Il faudra cependant prévoir une phase de tests pour tenir compte des spécificités espagnoles que l'OMIE veut garder. EDFT voudrait avoir des précisions sur ces spécificités et sur leur impact sur le processus. De façon plus générale, EDF précise que les acteurs ont besoin de connaître les requirements des TSOs.
Deutche Bank s'interroge de l'impact de BALIT sur le prix moyen pondéré d'ajustement. EDF aimerait avoir une idée précise de l'impact de BALIT (en €/MWh, sur les heures utilisées,…). RTE précise qu'une étude est en cours sur ce sujet.

5- Network code CACM (Capacity Calculation and Congestion Management) : évolutions suite à la consultation ENTSOE

Le Network code CACM s'applique aux allocations de capacité en J-1 et en Intraday ainsi qu'à tous les calculs de capacités (long terme et court terme). Le code Long Terme s'appliquera aux allocations de capacité forward et le code Balancing aux mécanismes d'ajustement.
Sur la partie calcul de capacités, le modèle cible prévoit des calculs NTC ou flow-based pour le long terme et pour le court-terme du flow-based dès que possible.
EDFT s'étonne de la notion de flow-based pour les marchés forward car le flow-based optimise les demandes et pourrait donc être manipulé par le marché. RTE répond que le flow-based pour les marchés forward n'est pas écrit en dur dans le code, c'est juste une possibilité qui reste ouverte pour l'instant.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Suite à la consultation des acteurs, ENTSOE a clarifié le processus de changement des zones : les cas où un pays peut modifier ses zones internes sans lancement d'étude coordonnée avec ses voisins ont été limités à leur stricit minimum, sans supprimer complètement cette possibilité. Les critères de délimitation des « bidding zones » ont été réorganisés en 3 familles (sécurité réseau, efficacité économique et stabilité des zones). EDF considère que si la sécurité du réseau est le seul critère de création d'une zone, cela ne résoudra rien mais ne servira qu'à déplacer le problème sur des acteurs différents. EDFT rappelle qu'il peut y avoir d'autres solutions (curtailement, redispatching, …) qui devraient à minima être considérées avant de recourir au splitting. RTE précise que les défenseurs du splitting considèrent que cela peut être une incitation à l'investissement de production dans les zones de prix élevé. EDFT n'est pas d'accord : à l'inverse, lorsqu'il y a de l'éolien cela peut même supprimer toute incitation d'investissement au vu du risque pris en cas de splitting. De plus, le prix n'est pas le premier argument pour une décision d'investissement. Deutsche Bank considère également que le splitting ne résoud rien, en particulier pour les problèmes liés à l'éolien privé.

6- Mécanisme infra-journalier sur France-Allemagne et France-Suisse : Retour sur la consultation des nouvelles Règles et mise en application

La principale modification de ces règles concerne la définition du « gaming » qui a été précisée afin de pouvoir interdire puis, le cas échéant, sanctionner des comportements qui peuvent nuire au bon fonctionnement du marché.
EGL veut savoir si la sanction sera la suspension. RTE confirme que c'est la seule possibilité de la part d'un GRT.
EDFT demande si ces nouvelles règles ont eu un impact sur le gaming. RTE répond qu'il a été noté une diminution de ce comportement depuis le courrier envoyé par la CRE aux acteurs concernés.

Deutsche Bank considère que le système actuel de premier arrivé/premier servi est incitatif à prendre la capacité dès l'ouverture du guichet même si à ce moment là, les acteurs ne savent en général pas de quelle capacité ils auront besoin. Un système d'enchères serait plus adapté. RTE précise que lorsqu'un acteur rend de la capacité suite à un retournement du spread, cela n'est pas considéré comme du gaming. EDF considère qu'il faut donner confiance aux régulateurs. Deutsche Bank craint qu'ils ne doivent passer beaucoup de temps à se justifier auprès des régulateurs.

Suite à sa délibération sur les nouvelles règles IJ sur IFD et IFS, la CRE a émis trois recommandations :

- Trouver une solution permettant de mettre fin à la priorité d'accès des contrats long terme à la frontière FR/CH
- Mettre en place un couplage de marché France-Suisse
- Mettre en place un système d'allocation implicite et continu des capacités d'interconnexions en infra-journalier entre la France et la Suisse

Concernant les contrats long terme, EGL informe que des arrangements sont en cours de discussion entre les contreparties suisses et la CE.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

RTE précise qu'une allocation implicite résoudrait en grande partie le problème du gaming sur France-Suisse. GDF Suez demande si les acteurs ne pourraient pas se vendre à eux-même sur la Bourse pour bloquer les capacités (modulo le cout des frais de transaction). RTE rappelle qu'EPEX a un rôle de surveillance du marché.

A l'occasion de la consultation sur ces règles, un acteur a proposé que le volume minimum soit plus faible. RTE précise que le passage à un volume minimal inférieur à 1MW est en cours de réflexion dans le cadre d'autres projets.

7- Règles de répartition des capacités (Split Rules) : consultation des acteurs en octobre

La CRE souhaite approuver les règles de répartition de la capacité d'interconnexion entre les horizons temporels. La consultation des acteurs de marché aura lieu au cours de la première quinzaine d'octobre pour une approbation par la CRE mi-novembre.
EDF demande si l'objectif est de maximiser les capacités long terme. RTE précise qu'une fois déterminée la capacité disponible de façon à garantir la sécurité du réseau, c'est un arbitrage entre les différents horizons temporels : il faut garder de la capacité pour le mensuel et le journalier afin de garantir une certaine liquidité sur ces marchés. S'il n'y a plus de capacité disponible en journalier, il ne pourra pas y avoir de couplage.

8- Autres questions

Deutsche Bank souhaiterait des informations sur le planning du Flow-Based Market Coupling. RTE précise que l'apprentissage des gestes par les opérateurs prend plus de temps que prévu. Le projet communiquera prochainement sur le nouveau planning (avant les premières enchères annuelles). Des informations complémentaires seront données lors du forum NWE le 26 septembre à Bruxelles.
Hors réunion : CASC et les bourses ont publié un communiqué pour informer les acteurs que le démarrage du Flow-Based Market Coupling est décalé au plus tôt en novembre 2013.

Concernant les études et développement des lignes d'interconnexion, ce point sera inscrit à l'ordre du jour de la prochaine réunion.

Prochaine CFAI prévue le mardi 13 novembre 2012 après-midi lors du Salon Client RTE qui aura lieu au Palais de la Porte Dorée (Paris 12e)

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)