Réseau de transport d'électricité

CR-DC-PPTF-12-00352

Compte-rendu de la CFAI du 13 novembre 2012

Indice : 2012-352		Date d'approbation : 09/01/2013
Destinataire(s) : Tous les participants Copie(s) : Régis BOIGEGRAIN, Bruno MAILH, Lucian BALEA		Rédacteur(s) : Laure LAMOUREUX Vérificateur(s) : Bruno MAILH Approbateur(s) : Jean VERSEILLE Accessibilité : Restreint

Participants :

GDF SUEZ TRADING : Vincent MALANDAIN
IBERDROLA : Dolores SANCHEZ
CNR : Rémi PERRIN
EDF : Julian BOUCHARD
RTE Direction : Jean VERSEILLE
RTE- SEDRE : Khalid ABDALLAOUI
RTE Département Intégration du Marché Européen :
Lucian BALEA, Galiléo BARBIERI, Marie DUFOURG, Amine ABADA
RTE- CNES : Laurence SAUTEREY, Romain ROSE
RTE- Département Commercial : Laure LAMOUREUX

ORDRE DU JOUR

1- Etudes et développement des lignes d'interconnexion

2- Région CWE : Point d'étape sur le projet flow-based

3- Forward Capacity Allocation Network Code

4- Région SWE : Point d'étape sur les différents projets en cours et retour sur le Stakeholder Group

5- Gestion des programmes commerciaux aux interconnexions à un pas inférieur à 1MW

6- Retour sur la consultation sur les règles de répartition de la capacité d'interconnexion

7- Passage à l'heure d'hiver

Département commercial
Tour Initiale
1 terrasse Bellini - TSA 41000
92919 LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com

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)

POINTS A RETENIR

1- Etudes et développement des lignes d'interconnexion

Dans le contexte actuel de développement des énergies renouvelables par nature intermittentes, la distance entre les lieux favorables à la production de ces EnR et les bassins de consommation en Europe s'accroit. Par ailleurs, les volumes de production EnR seront très importants à l'avenir (faible taux de charge de ces EnR). Ceci nécessite un effort de développement des réseaux de Grand transport en Europe considérable avec en particulier pour la France un doublement des capacités d'interconnexion à l'horizon 2030. Ceci passe par une coordination européenne de plus en plus grande.

Sur l'interconnexion France-Angleterre, les études économiques à l'horizon 2020 considèrent qu'au moins 5GW de capacités seraient justifiées économiquement. Plusieurs projets sont donc à l'étude :

- IFA2 : une deuxième liaison de 1GW entre RTE et National Grid pour laquelle les études sont en cours et devraient être terminées au printemps 2013,
- France Alderney Britain : RTE est associé aux études en cours pour exploiter les ressources hydroliennes au large de l'île anglo-normande d'Aurigny qui seraient évacuées à la fois vers la France et vers l'Angleterre (jusqu'à 1400MW),
- France-Irlande : une étude est en cours pour un projet de 700MW pour un horizon supérieur à 10 ans.

- Eleclink : projet d'interconnexion privée via le tunnel sous la Manche pour une capacité de 500 à 1000MW.

EDF se demande si tous ces projets sont justifiés étant donné que la somme de ces projets et des interconnexions existantes est supérieure à 5GW.
RTE précise que cette évaluation a été réalisée il y a 4-5 ans sur la base d'une consultation des acteurs et que depuis les conditions de prix ont changé ; il faudrait sans doute reactualiser cette analyse. Néanmoins, chaque projet fait l'objet d'une étude économique avant d'être lancé.
EDF souhaite des précisions sur la gestion de la priorité des interconnexions privées/publiques.
RTE indique que vu de NGIL chaque projet est considéré comme privé que ce soit un projet RTE ou Eleclink.
CNR soulève la question de la baisse des capacités disponibles sur IFA. RTE précise qu'il y a eu une série d'avaries fortuites qui ont nécessité à chaque fois un peu de temps pour être réparées, et espère que cela va s'améliorer.

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)

Avec le Benelux et l'Allemagne, des études de renforcements sont en cours pour déterminer les besoins supplémentaires qui seront nécessaires suite à l'augmentation des fluctuations des échanges liées au développement de l'éolien et du photovoltaïque en Allemagne. Les projets étudiés sont :

- Sécurisation de l'alimentation du Luxembourg en l'interconnectant avec ses 3 voisins,
- Création d'un nouvel axe France-Belgique : les premières conclusions de cette étude sont attendues pour le printemps 2013,
- Nouvelle interconnexion France-Allemagne : cette étude devrait aboutir au second semestre 2013,
- NSCOGI : Initiative des 10 pays limitrophes des mers du Nord (Manche, Mer du Nord et mer d'Irlande) pour étudier les besoins de renforcements liés au développement d'éoliennes dans les mers du nord.

Les renforcements sur les frontières suisse et italienne doivent être étudiés dans le contexte global de la région Continental Central South :

- France-Suisse : plusieurs études de renforcement autour du Lac Léman sont en cours,
- Optimisation du réseau alpin : la fin des travaux est prévue fin 2013 (coté italien),
- Projet Savoie-Piémont (2x600MW à courant continu via le tunnel de Fréjus) : le projet a été déclaré d'utilité publique cet été et la mise en service est prévue pour 2018.

Entre la France et l'Espagne, deux projets sont en cours :

- Palier 2800MW (avec la création d'un axe 2x1000MW à courant continu) : les travaux sont lancés et devraient aboutir à une mise en service fin 2014. RTE précise que la valeur des capacités disponibles dépendra de l'avancement des travaux sur la ligne entre Santa Llogaia et Bescano en Espagne.
- Palier 4000MW : étude à l'horizon 2020 pour arriver à 4GW de capacité entre la France et l'Espagne. La solution préférentielle est une liaison sous-marine à courant continu entre la Gironde et la Galice. Suite à une question de CNR, RTE précise que le fait de raccorder l'interconnexion au niveau de la Gironde permettrait d'éviter d'avoir à renforcer le réseau Sud-ouest uniquement pour la liaison avec l'Espagne.

Les projets IFA2, Savoie-Piémont et France-Espagne 4GW ont été proposés par RTE et les GRT partenaires comme candidats « Projects of Common Interest » (PCI). Les projets qui seront qualifiés PCI par la commission européenne pourraient faire l'objet de traitements particuliers. Les projets candidats sont en cours d'examen par la commission européenne.

GDF Suez voudrait savoir pourquoi le courant continu est privilégié dans les nouveaux projets. RTE répond que la technologie à courant continu a beaucoup évolué et qu'elle a des avantages: elle permet de relier des zones asynchrones, et s'impose dès lors qu'il faut enfouir sur des distances supérieures à 40 ou 50km. Elle permet aussi de diminuer le nombre de câbles nécessaires lorsqu'il faut enfouir. Toutefois ces projets restent significativement plus chers que des projets équivalents en courant alternatif.

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- CWE : Point d'étape sur le projet flow-based

Le projet flow-based est actuellement en phase de parallel run interne.

Le décalage du projet a deux origines :

- Une origine méthodologique : l'étude des paramètres techniques (Generation Shift Keys, Flow Reliability Margins, sélection des branches critiques et implémentation des parades) a pris plus de temps que prévu mais les progrès réalisés sur le plan méthodologique ont permis d'améliorer la représentativité des paramètres et donc la qualité des résultats.
- Une origine opérationnelle liée d'une part au délai de transfert de connaissance entre les experts et les opérationnels qui avait été sous-estimé et d'autre part à l'utilisation d'un prototype qui par définition est moins robuste qu'un outil finalisé. Une nouvelle version a donc été développée et mise en service.

Les améliorations constatées depuis le démarrage du parallel run interne sont significatives et, dans ces conditions, le parallel run externe devrait pouvoir démarrer à court terme avec des publications des résultats au départ hebdomadaires puis dans un second temps quotidiennes.

Coté planning, dès décembre 2012, la mise en place d'une plateforme de questions-réponses permettra de répondre aux interrogations des acteurs. Suite au démarrage du parallel run externe, un premier forum d'échanges est prévu vers le mois de janvier 2013. Un second forum devrait avoir lieu au mois de mars pendant la consultation des acteurs (prévue entre février et avril). Cette consultation permettra notamment de recueillir les avis des acteurs sur la comparaison entre les résultats du Flow-based intuitif et ceux du flow-based non-intuitif.

EDF demande si le planning de la consultation est arrêté ou si celle-ci pourrait être décalée afin que les acteurs aient plus de recul sur les résultats. RTE répond que les 6 mois prévus entre la fin de la consultation et la date prévisionnelle du Go Live seront nécessaires pour l'approbation par les régulateurs. De plus, ce délai pourra permettre des adaptations si nécessaire. Un dernier forum sera prévu avant le Go Live afin que les acteurs puissent faire part des remarques supplémentaires qui auraient émergées après la consultation. De plus, tout au long du parallel run, les acteurs auront la possibilité de s'exprimer via notamment les users groups et la plateforme Q&A.

Hors Réunion : Une communication annonçant le démarrage du parallel run mi-février 2013 avec publication rétroactive des résultats représentatifs depuis le début de l'année 2013 a été faite par les partenaires CWE le 5 décembre 2012.

3- Forward Capacity Allocation Network Code

Le Network code Forward Capacity Allocation a pour objectif d'harmoniser les pratiques relatives aux allocations de capacité long terme, les allocations de capacité en J-1 et en Intraday étant décrites dans le Network Code Capacity Allocation and Congestion Management (CACM).

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)

Le code Forward Capacity Allocation vise ainsi à définir les produits de gestion du différentiel de prix qui pourront être utilisés par les acteurs de marché via une plateforme d'allocation unique. Ce code reprend les principes du code CACM partout où cela est possible.
Le code Forward Capacity Allocation est actuellement en cours de rédaction et devrait être soumis à l'ACER fin septembre 2013 pour une entrée en vigueur en 2015; des réunions avec les stakeholders sont régulièrement prévues pour que les acteurs de marché puissent se prononcer.

4- Région SWE : point d'étape sur les différents projets en cours et retour sur le stakeholders group

Concernant la refonte des enchères espagnoles, RTE a annoncé que REE venait de recevoir la lettre de confort du ministère espagnol, le planning affiché sur les slides pourrait donc être avancé d'environ un mois. La consultation publique sur les règles « Harmonization Auction Rules v2 » devrait avoir lieu vers le mois de mars 2013 et le Go live pourrait avoir lieu pour l'enchère mensuelle de octobre (une communication sera adressée rapidement aux acteurs sur les échéances de ce projet).

Le projet de couplage des marchés de la zone SWE est géré par les bourses OMIE et EPEX et les GRTs RTE, REE et REN. Ce projet utilise le même algorithme de couplage que pour la zone NWE (algorithme PCR). Le couplage des marchés de la zone SWE interviendra donc après l'entrée en vigueur du couplage NWE soit au plus tôt au 2ème semestre 2013.
Parmi les pré-requis du couplage de marché coté espagnol, le changement de la Gate Closure Time (GCT) à midi pourrait être anticipé avant le couplage des marchés afin d'éviter que les délais réglementaires ne freinent la mise en place du couplage.
Iberdrola et CNR réagissent vivement : si la GCT est identique en France et en Espagne alors qu'il n'y a pas de couplage, la liaison sera forcément sous-optimisée.
RTE conseille aux acteurs de porter cette question en Espagne et de proposer à REE que la décision soit anticipée mais que sa date d'application soit liée à la date d'entrée en vigueur du couplage. Sur cette question, RTE se fera bien évidemment l'écho des acteurs auprès de REE et de la CRE.

5- Gestion des programmes commerciaux aux interconnexions à un pas inférieur à 1MW

Actuellement, les Notifications d'Echanges de Blocs sur le marché français sont déjà gérées au pas 0,1MW.
Suite à une demande des acteurs et dans un but d'harmonisation, RTE mène un projet de gestion des décimales aux interconnexions :

- En infra-journalier, le passage des frontières France-Suisse et France-Allemagne au pas 0,01MW est prévu pour le premier trimestre 2013.
- En Day-ahead, sur les frontières CWE, le passage du market coupling à 0,1MW est prévu pour le second semestre 2013.

En parallèle, les bourses travaillent au passage au pas 0,1MW sur la bourse française.
Suite à une question d'Iberdrola, RTE précise que le passage à 0,1MW des autres frontières en day-ahead n'est pas prévu pour l'instant mais si le besoin s'en fait sentir, cela sera étudié.

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)

EDF voudrait des précisions sur le formatage des données, en particulier il serait préférable que les fichiers de saisie de données ne nécessitent pas de modification. RTE indique que ce point devra être confirmé lors des phases de test.

6- Retour sur la consultation sur les règles de répartition de la capacité d'interconnexion

En 2011, une consultation avait été menée sur les règles de répartition de la capacité d'interconnexion pour France-Angleterre (via l'enquête clients annuelle IFA) et sur France-Belgique (en juin 2011 avant l'approbation de ces règles pour l'année).
Pour rappel, sur France-Angleterre, parmi les 34 clients IFA, seuls 5 avaient répondu sur cette question : 3 souhaitaient voir une diminution des capacités offertes aux enchères long terme pour augmenter les capacités journalières, 1 acteur demandait l'augmentation des capacités offertes en mensuel et 1 autre préconisait l'uniformisation des produits long terme avec les produits continentaux.
Sur France-Belgique, sur les 8 réponses reçues, 7 acteurs adhéraient aux principes de maximisation de la capacité à chaque échéance avec une priorité pour les produits annuels, la majorité pensant qu'il fallait encore augmenter les volumes offerts en long terme et diminuer voire annuler la réservation de volumes sur le journalier, à l'inverse 1 acteur souhaitait une augmentation des volumes réservés pour le journalier. Ces remarques avaient été prises en compte pour l'élaboration des règles applicables en 2012.

Du 1er au 15 octobre 2012, une consultation a été menée sur les règles de répartition de la capacité d'interconnexion pour France-Allemagne, France-Espagne et France-Italie. 4 acteurs ont répondu :

- L'acteur 1 a fait des commentaires généraux et des remarques focalisées sur FR-DE. En particulier, il souhaiterait que le niveau maximum de capacité soit offert à chaque échéance sans réservation de capacité pour le couplage. Cet acteur a également fait des remarques sur les méthodes de calcul et d'allocation (hors du périmètre de la consultation).
- L'acteur 2 a fait des remarques focalisées sur FR-DE. Il considère que 100% de la NTC devrait être allouée en annuel, le UIOSI permettant de dégager de la capacité pour les horizons temporels plus rapprochés.
- L'acteur 3 a fait des remarques focalisées sur FR-ES. Globalement, il soutient la règle « 1/3-1/3-1/3 » mais souhaiterait une augmentation des capacités minimales allouées en annuel. De plus, il préconise l'introduction de produits peak et off-peak et de 2 enchères annuelles (avec ou sans indisponibilités) comme sur l'Italie.
- L'acteur 4 a fait des remarques sur les 3 jeux de règles. Il souhaiterait une harmonisation des règles de répartition au niveau européen avec l'introduction de produits pluriannuels et la maximisation des capacités offertes en long terme avec un minimum de 70% de la NTC alloué en annuel et 0% de réservation pour le journalier. Sur France-Espagne, plutôt que la règle « 1/3-1/3-1/3 » il préfèrerait une maximisation des capacités allouées en annuel. Sur France-Allemagne, il recommande une règle identique pour les 2 directions. Et sur France-Italie, il préfère l'option « capacité plus élevée / plus d'indisponibilités » à l'option « capacité moins élevée / moins d'indisponibilités ».

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)

En 2013, les GRT analyseront l'opportunité de modifier les règles dans le sens des réponses reçues lors de cette consultation. D'ici là, les calculs des spécifications d'enchères se feront sur la base des règles approuvées.

Pour la frontière avec la Grande-Bretagne, les règles de répartition de la capacité seront associées à la prochaine consultation qui sera réalisée sur les règles d'allocation IFA (dans le cadre du projet NWE, fin 2012).

Hors Réunion : Les règles de répartition de la capacité d'interconnexion entre les différentes échéances de temps ont été approuvées par la CRE pour les frontières France-Angleterre, France-Belgique, France-Allemagne, France-Italie et France-Espagne par la délibération du 13 novembre 2012 (consultable sur le site internet de la CRE). Ces règles sont publiées par frontière sur le site web de RTE.

7- Passage à l'heure d'hiver

Cette année, pour résoudre les difficultés liées aux différences de convention entre EPEX (24h) et APX (23-25h) et pour permettre le couplage de la zone CWE sur les pas 3a et 3b, les partenaires de la région CWE ont décidé du passage à 23-25h des hubs opérés par EPEX.
Concernant les NEB, sauf demande explicite des acteurs, le pas 3a a été dupliqué sur le pas 3b. Cependant, pour permettre aux acteurs de rééquilibrer leurs périmètres sur le pas 3b, la possibilité a été offerte aux acteurs de faire une déclaration manuelle de NEB sur le marché journalier (jusqu'à 16h30) ou sur le marché infra-journalier (jusqu'au guichet de 2h).
Le 28 octobre, le couplage CWE s'est bien déroulé et les acteurs n'ont pas utilisé la possibilité de déclarer manuellement des NEB sur le pas 3b. Cependant, en raison de délais serrés, la communication auprès des acteurs a été faite tardivement et des problèmes (corrigés a posteriori) sont apparus pour la publication sur l'espace client RTE.

Pour 2013, RTE veut savoir quelles sont les attentes des clients pour la gestion du changement d'heure.
EDF précise que pour 2012, les délais étaient trop courts pour tester les impacts. Pour l'avenir, EDF est favorable à pouvoir déclarer une NEB mais également une programmation différente sur les pas horaires 3a et 3b. Cette déclaration devant rester optionnelle afin d'éviter de devoir faire des modifications du SI. En effet, les coûts de modifications du SI pourraient être trop importants par rapport au gain lié à la gestion d'une heure supplémentaire par an.
CNR confirme que la gestion en 23-25h semble a priori optimale mais il faut prendre en compte les éventuels coûts de modification des SI.
RTE précise que ce sujet sera abordé de façon plus formelle.
EDF rappelle que les acteurs ont besoin de temps pour se préparer et qu'il est nécessaire de communiquer le plus tôt possible.

Prochaine CFAI prévue le 29 mars de 10h à 12h30.

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)