Commission pour le Fonctionnement des Accès aux Interconnexions
Compte rendu de la séance du 04/12/2020

A - Participants

- **ALPIQ** : Gery Lecerf
- **CRE** : Jacques de Saint-Pierre, Julio Quintela Casal
- **EDF** : Yannick Phulpin, Marie Bourrousse, David Maximilien, Aurélien Bernard
- **EDF TRADING** : Jérome Michel
- **EFET** : Jerôme Lepage
- **ENGIE** : Guillaume Maes
- **EPEX SPOT** : Aniss Sari
- **NORDPOOL** : Charles Lapierre
- **RTE** : Elise Ren, Vincent Ringeissen, Alice Fournier, Yoann Caro, Pierre Tournet, Alexandre Klein, Amine Abada, Laura Barbier, Kamel Belaid, Gaëlle Ernoux, Jomâa Souissi, Yaelle Klein, Olivier Herz, Marc Le Bailly
- **Trailstone group** :
- **UFE** : Hugo Marciot

B - Ordre du jour :

1. Terre

2. Méthodologies ROSC RD&CT

3 CEP 70%

4 REX sur le découpling de juin 2019

5 Point d'actualités sur le Market coupling

6 Sujets régionaux
- Royaume-Uni
- Italie Nord
- CWE
- Core
- SWE

7 Feuille de route 2021

C – Compte-rendu de séance :

Compléments apportés en séance par rapport au contenu des slides :

1- TERRE

Le Portugal s'est connecté à TERRE fin septembre et non en avril comme indiqué comme la slide.
A priori le Royaume-Uni ne se connectera pas à Terre dans l'immédiat et cela sera rediscuté à l'avenir avec la Commission Européenne.

Quelle différence est faite entre Suisse et Royaume-Uni au niveau du projet ?
Ce sont deux cas différents, les plateformes de balancing relèvent du code EBGL. Dans ce règlement il y a des guidelines spécifiques pour la participation de la Suisse aux plateformes d'équilibrage. Pour cela il est demandé explicitement de démontrer que l'exclusion de la Suisse met en danger la sûreté du système électrique européen. Une étude effectuée par les GRT en 2017 et portée par l'ACER en 2018 a été transmise à la CE (Art 1.7 de l'EBGL) et justifie sa présence dans TERRE du fait de sa position centrale au sein de l'Europe, du risque de liquidités en Italie et du non accès aux réserves suisses pour RTE.
En ce qui concerne le Royaume-Uni, il s'agit là d'une négociation d'un pays non UE avec l'UE dont les termes ne sont pas spécifiés par le code EBGL.

Il est tout à fait possible que d'autres pays se connectent par la suite notamment la Roumanie et la Grèce (qui a participé au projet par le passé avant de se focaliser sur son marché interne).

Le 13 janvier 2021 shift de H-1h à H-55 soit un an après le go live de la plateforme en accord avec les acteurs pour laisser plus de temps pendant la phase de soumission des offres.

Est-il possible d'isoler les offres activables pour prendre en compte les tendances import/export ?
Difficile à faire puisque les GRT n'ont pas tous les mêmes besoins au même moment et que l'optimisation se fait de manière implicite.

Une première observation à date est qu'il y a de la liquidité et de plus en plus d'utilisation sur la zone ibérique. Les KPI vont permettre à RTE de mesurer la montée en puissance de l'utilisation de la plateforme.

Les chiffres présentés sont-ils à la maille européenne ou française ?
Le module à l'origine des KPI présentés (Market Supervision Module) a été développé en parallèle de la plateforme. La vision y est agrégée à la maille de tous les GRT participants. Une quinzaine de KPI sont produits mensuellement et transmis aux régulateurs, une partie est publiée sur la plateforme Transparence. Un reporting annuel également avec des éléments hors scope de la régulation sera produit.
La volonté a été remontée d'avoir ces KPI à la maille française. Ce sera étudié par RTE.

Comment lire l'indicateur de prix marginaux ?
Il n'y a pas de prix marginal hausse et baisse, c'est un prix marginal par zone de prix.

Pourquoi ne pas regarder le spread par rapport au prix spot ?

C'est tout à fait envisageable dans le futur, la plateforme n'en est qu'à ses débuts et peut évoluer en fonction des besoins.

Pour REN les discontinuités dans les graphes (idem pour SG) sont liées à la non-participation au processus TERRE. Dans ces cas il y a des exigences REMIT et les GRT concernés doivent communiquer qu'ils ne participent pas et le justifier. Dans le cas présent c'est sans doute lié à une exploitation sous contrôle mais qui n'a pas été communiquée de manière transparente contrairement à RTE. La phase d'exploitation sous contrôle est une période d'apprentissage pour les opérateurs.

Comment l'augmentation progressive du nombre de guichets est faite et comment est-ce communiqué ?
Dans un premier temps les efforts sont concentrés sur les jours ouvrés puis il y aura un passage 7j/7. Et pour la communication ce sera de manière hebdomadaire.

Comment bloquer notre participation ?
Si RTE ne participe pas à TERRE a minima il laissera à disposition ses ATC pour les autres GRT de la zone.

2. Méthodologies ROSC RD&CT

Processus européen d'analyse de sécurité est simultané à l'IJ ?
Ce sont des processus différents mais qui se déroulent en même temps, le détail de l'implémentation sur ROSC et ses interactions avec le processus IJ n'ont pas encore été abordés.

Le processus présenté correspond au règlement SOGL 76, il s'agit bien d'un processus générique qui concerne chaque CCR. RTE devra l'implémenter pour les 4 CCR avec une incertitude pour Channel.

La liste des parades disponibles avant 18h concerne bien les offres également (avec les contraintes des groupes, coûts etc.).

Que se passe-t-il si au cours de la CROSA une hypothèse dimensionnante arrive (avarie d'une ligne XB HVDC par ex) ?
En cours de CROSA, si une parade est finalement indisponible bien que proposée pendant l'optimisation, le GRT concerné doit se coordonner in fine avec les RSCs et les GRTs impactés pour trouver une solution alternative.

Les CROSA sont-elles portées par chaque GRT ou bien par des outils communs ?
Rien n'est encore défini, mais l'idée est d'essayer de créer le plus de synergies possibles (notamment timings très similaires entre CORE Et NIB). L'enjeu est majeur pour Core dont le problème d'optimisation est très contraint donc il y aura une recherche de plus de simplification que sur une petite CCR telle que NIB.

Comment sont réparties les listes d'aléas et parades disponibles entre CCR et quelle est la priorisation associée ?
Entre différentes CCR il y a une liste de parades définies. Tout est bien défini à la maille de la CCR et il n'y a pas de doublons dans les parades proposées.
Autrement, la coordination des parades entre CCR est gérée pendant l'étape de coordination cross CCR.
Quelles sont les différences entre l'étape 1 et 2 d'implémentation ?

Inclusion des éléments non linéaires dans l'optimiseur (si techniquement possible) et coordination entre sur tous les jalons des CROSA (DA et ID)

Spécificités
Dans tous les cas, on surveille la capacité thermique (courant). Seul SWE a des contraintes supplémentaires d'angles de tension (Espagne-Portugal).
Pour NIB, il n'est pas spécifié qu'il y ait 2 étapes d'implémentation contrairement à CORE.

Est-ce que tous ces ouvrages W 225 kV feraient l'objet d'une gestion coordonnée ?
Tous les ouvrages de tension >220kV rentrent dans le processus de coordination, mais les méthodologies prévoient que sous réserve d'accord entre GRT, il peut y avoir des exceptions.

Zoom sur ROSC CORE
Est-ce que d'autres solutions sont envisagées que le MA pour le CT ? Similaire aux EDA frontières ?
D'autres solutions peuvent être également envisagées, mais les discussions sont en cours. L'implémentation de CT, serait liée à l'application des marges de sécurité. Le critère est lié à la non dégradation des marges de sécurité pour RTE qui est le principal souci.

Le détail de l'implémentation et comment on répond aux besoins de CT vs RD seront discutés et présentés plus tard. Il y aura des actualités communiquées via le Core CCG et aussi via la CFAI au fur et à mesure surtout pour les point 5, 6, 7 qui se jouent à la maille nationale.

3 CEP 70%

Sur les zones, en calcul coordonné NTC, les éléments limitants FR (ou FR tie line) sont-ils ceux identifiés lors du calcul ?
Pour les zones en NTC, les CNEC monitorées sont uniquement les éléments limitants FR ou d'interconnexion en sortie du calcul de capacité.
On considère comme limitant un élément qui n'offre pas la capacité dont le marché a besoin.

Sur CWE, RTE est confiant sur le fait que la tendance observée sur les éléments limitants va perdurer dans le temps avec l'action plan allemand et la stagnation à l'issue du go live CEP belge.

Sur CWE, est-ce que le calcul fait par RTE est le même que celui d'Amprion ?
Une interconnexion est décrite des 2 côtés de la frontière, avec la possibilité d'avoir une limitation d'un seul côté car les parades ne sont pas partagées dans le cadre de CWE.

Est-il possible de ne pas respecter le 70% ?
Oui pour assurer la sûreté système à l'aide d'un processus de validation tel que défini par l'article 16.3 du CEP.

Par quoi est motivée la dérogation SWE ?
La dérogation est nécessaire tant qu'il y a un écart avec le cadre réglementaire. Sur SWE le processus de validation régional est en cours d'implémentation. L'implémentation de ces processus permettra d'augmenter les scores de respect du critère de 70% en proposant notamment des potentiels de RD en J-2.

La dérogation de REE est analogue à celle de RTE sur SWE mais avec une capacité moindre : 70% de capacité 70% du temps. Cette dérogation a été approuvée par le régulateur espagnol
Il n'y a pas d'information de la part de TERNA sur une quelconque dérogation.

Comment est estimée la MNCC ?
D'après la recommandation ACER, la MNCC est une valeur déterminée à partir des forecast. Pour déterminer les minRAM factor dans CWE on se base sur les historiques de MNCC.

Le minRAM factor utilisé dans CWE est-il mis à jour selon les données d'entrée fournies de manière quotidienne ?
Un geste quotidien rajoute une complexité et une charge importante. C'est la raison pour laquelle l'approche statique a été préférée permettant le meilleur compromis entre visibilité donnée aux acteurs de marché et faisabilité opérationnelle.

Les forecast de MNCC sont-ils publiés ?
Pour rappel les outils communs sur CWE ne font pas de calcul de MNCC contrairement à la cible Core où le calcul de MACZT inclura la MNCC pour chaque MTU. La publication régionale ne prend pas en compte la MNCC. Les acteurs craignent des écarts ponctuels important de la MNCC avec la valeur moyenne. D'un point de vue réseau, avec un processus de validation robuste, ces éventuels écarts n'impacteront pas la sureté d'exploitation. Même si le niveau de MNCC moyen est plus élevé que celui réellement présent (calculé avec la recommandation ACER) et amène à fournir trop de capacité, le niveau sera remis à ce qui est physiquement acceptable pour le réseau.

4 REX sur le découpling de juin 2019

EDF-T, Engie et l'EFET souhaitent que plus de flexibilité soit laissée aux acteurs de marché pour nominer une fois la participation aux shadow auctions. La fermeture des guichets devrait être plus souple.
Les acteurs souhaitent que soient réalisées plus de sessions d'entraînement (3 ou 4 par an).
Les acteurs de marché sont attachés aux shadow auctions. L'EFET souligne que les traders disposent de peu de temps pour préparer les offres pour les shadow auctions.
RTE pose la question de savoir s'il faut plus de temps pour que les traders préparent leurs offres ? Les acteurs estiment que le maximum de temps doit être donné aux NEMOs et TSOs pour que le couplage ait lieu. Une fois la déclaration de découplage faite, à ce moment on peut étudier comment donner plus de temps aux acteurs pour préparer leurs offres sur toutes les frontières.
EDF pose la question de savoir si avoir des résultats séquencés sur les shadow auctions par frontière et non en une seule fois pourrait être intéressante ? Pas de réponse claire, le point est à creuser avec les acteurs.

5 Point d'actualités sur le Market coupling

Présentation reportée

6 Actus CCR

- Italie Nord

Décision de retarder le forum de consultation pour avoir les dernières infos sur le calcul de capacité et LIP 14. Il aura lieu fin janvier 2021 voire début février en fonction des circonstances. Il n'est en aucun

question d'annuler l'évènement qui est un canal de communication important et présent de façon durable.

-Royaume-Uni
Go-live IFA 2 toujours prévu à mi-décembre et les essais en puissance active continuent.
L'ensemble des règles associées au marché intérieur ne seront plus applicables à partir du 1er janvier 2021. Passage à des allocations explicites via JAO. RTE et NG sont confiants pour que les acteurs continuent d'évoluer.

Où se trouvent les informations de mise en service d'IFA 2 ?
Toutes les informations sont disponibles sur le portail REMIT d'Elexon. C'est le canal de communication commun choisi depuis le début du projet.

7. Feuille de route 2021

Sur la BZR faite à la maille ENTSOE il y a un calcul de LMP à réaliser, en amont de la BZR à proprement parler. Quelle est l'implication de RTE pour la représentativité des données/problématiques spécifiques à la France ?
RTE a des ressources qui travaillent sur ce sujet en particulier, c'est bien un travail de GRT et ENTSOE ne réalise pas cette tâche pour le compte des GRT.
Cette implication a pour but d'éviter la genèse de scénarios alternatifs où la France serait scindée en plusieurs zones de prix. RTE a d'ailleurs œuvré de façon à ce qu'il y ait plusieurs options explorables pour réaliser cette étude en prenant en compte les problématiques du réseau de transport français.

Enfin les acteurs s'accordent sur le format de la CFAI : plus de réunions avec des sujets d'approfondissement pour 2021.