

Procès-verbal Users' Group – Réunion Plénière du 05/06/2014

Présents: C. Adams (FOD-SPF Economie-Energie)
J.-P. Boydens (Cogen Vlaanderen)
P. Claes (FEBELIEC)
A. Detollenaere (VWEA-ODE)
B. De Wispelaere (FEBEG)
W. Gommeren (UEB-BECI)
B. Gouverneur (Synergrid)
J. Hensmans (FOD-SPF Economie-Energie)
N. Laumont (EDORA)
G. Meynkens (FEBELIEC)
N. Pierreux (BELPEX)
L. Vande Velde (BOP)
H. Vandersyppe (FEBEG)
F. Van Gijzeghem (ODE Vlaanderen)

F. Vandenberghe, P. Fonck, I. Gerkens, E. Spire, D. Zenner (Elia)
B. De Wachter (partiellement, Elia)

Excusés: S. Harlem (FEBEG)
T. de Waal (FEBEG)
W. Aertsens (Infrabel)
P. Verlinden (FEBEG)
B. Van der Spiegel (Infrabel)
J.-P. Bécrot (GABE)

Agenda

1. Approbation du procès-verbal de la réunion précédente (20/03/2014)
2. WG European Market Design – Statut des projets en cours
3. Méthodologie tarifaire – Consultation structure tarifaire
4. Strategic Reserve Implementation – Modifications du contrat ARP
5. WG Belgian Grid – Statut des travaux en cours
6. Task Force Balancing & Experts Group
Statut des travaux en cours
7. Task Force Strategic Reserve Implementation
8. Divers

PROCES-VERBAL

1. Approbation du procès-verbal de la réunion précédente (20/03/2014)

Le procès-verbal de la réunion du 20/03/2014 est approuvé par le Users' Group avec le texte adapté aux points 2, 4, 5 et 6, tel que demandé par FEBEG et par BELPEX.

2. WG European Market Design – Statut des projets en cours

La présidente du WG European Market Design présente le statut des projets de marché en cours de développement (v. présentation « WG EU Market Design - 5/6/2014 »). La prochaine réunion du WG EMD est fixée en juin, afin de présenter et discuter du document lié au projet CWE Flow-Based Market Coupling et soumis actuellement à consultation par les régulateurs de la région CWE.

Le projet XB Intraday NWE+ (région NWE, Autriche et Suisse) a pour objectif de mettre en œuvre de façon anticipée le NC CACM (network code d'Entso-e 'Capacity Allocation and Congestion Management') sur le design de l'allocation de capacité. Les différentes étapes du projet et son état d'avancement sont présentés. Le projet a atteint une phase importante : en pratique, le fournisseur IT a été sélectionné (DBAG) et un contrat de démarrage de projet a été conclu, qui tient compte des enseignements de la première phase. Les spécifications requises ont été clarifiées et détaillées sur différents points (le 'Blueprint' phase), avec l'accord de toutes les parties concernées (les bourses et les TSOs). Le cadre pré et post-coupling peut donc être à présent développé. En parallèle du développement de cette plateforme, il convient aussi de mettre en œuvre la solution sur chaque frontière externe de la zone, via des développements locaux et/ou régionaux.

S'agissant du projet CWE Flow-Based Day-Ahead Market Coupling, la présidente du WG EMD rappelle que le projet a pour objectif de faire évoluer la méthode de calcul des volumes et d'optimiser l'utilisation des réseaux interconnectés.

Le projet publie chaque jour les simulations (« parallel run ») de l'allocation des capacités en flow-based pour la zone CWE, depuis fin février 2014. Certains résultats de février-mars présentent des anomalies qui doivent encore être expliquées, pour affiner la méthodologie employée ou la coordination entre les PXs et les TSOs. Le projet tient aussi compte de la préoccupation exprimée par les acteurs de marché (dans le Users' Group du projet), à savoir disposer d'un set minimal de données transparentes et de qualité. Actuellement, les outils IT sont en cours de développement industriel, notamment en phase de tests conjoints TSOs-PXs. Les opérateurs internes sont aussi formés à utiliser ces nouveaux processus.

Le volet approbation des régulateurs a progressé : le NRA Approval Package, qui décrit la méthodologie FB de façon exhaustive, a été communiqué formellement début mai ; une consultation est lancée par les régulateurs nationaux en juin 2014. Sur base des résultats de la consultation et du CWE Market Forum du 23 juin, l'approbation des régulateurs devrait être donnée en novembre 2014. Après cette approbation formelle, le FB MC pourra être démarré opérationnellement. En effet, le système devrait être prêt pour mise en service fin septembre. Le Président du Users' Group rappelle l'importance du projet de couplage flow-based pour le marché.

3. Méthodologie tarifaire – Consultation structure tarifaire

La CREG est en train de revoir la méthodologie tarifaire qui sera appliquée pour établir les tarifs Elia pour la période tarifaire 2016-2019. La CREG a décidé d'adapter sa méthodologie tarifaire provisoire, pour la rendre définitive. La CREG organisera une consultation formelle des acteurs de marché sur sa proposition de méthodologie tarifaire ; cette consultation devrait survenir en septembre prochain.

Dans le cadre de la révision de la méthodologie tarifaire, Elia a élaboré des propositions de changements, pour simplifier et rendre la structure tarifaire plus transparente. La structure tarifaire est un des aspects de la méthodologie tarifaire. Les idées présentées au Users' Group sont soumises à consultation publique durant les prochaines semaines

(v. présentation « Voorstel van nieuwe tariefstructuur » ; « Proposition de nouvelle structure tarifaire »). La consultation porte donc sur des propositions et non pas sur un document final.

Le Président du Users' Group rappelle que le Users' Group est appelé à se prononcer sur les propositions d'Elia sur la structure tarifaire et non pas sur les tarifs eux-mêmes, qui consistent en pratique à allouer les coûts pour une période tarifaire donnée, en application de la méthodologie tarifaire fixée par la CREG. En pratique, Elia fera une proposition tarifaire pour le 30 juin 2015.

Les principes de la proposition de nouvelle structure tarifaire sont d'augmenter la simplicité et la transparence des tarifs et vecteurs tarifaires, ainsi que de refléter les services offerts aux utilisateurs du réseau. La structure tarifaire resterait inchangée pour les éléments individuels, comme le raccordement et le tarif pour déséquilibre individuel des ARPs, ainsi pour les tarifs pour surcharges et obligations des services publics. Les propositions de modifications portent sur le volet tarifs d'accès (gestion de l'infrastructure, gestion du système et intégration de marché).

Les membres du Users' Group discutent de la proposition d'établir un tarif de pointe annuel et mensuel (le 'peak load pricing'), qui se baserait sur le plus haut pic du mois/année, et la suppression des signaux liés aux périodes tarifaires. Cette nouvelle notion de tarif de pointe donnera un signal pour le dimensionnement du réseau Elia, car il se base sur la pointe de l'ensemble du réseau Elia et pas sur celle d'un point d'accès. Les signaux liés aux périodes tarifaires (jour/nuit/WE) ne sont pas pertinents pour Elia. De plus en plus, il devient difficile d'établir ex-ante le lien entre ces plages et les pointes de prélèvement. En outre, l'impact d'une différenciation est faible comparé avec les signaux du marché de l'énergie.

Un représentant de FEBELIEC fait remarquer qu'un tel signal mensuel ou annuel, non prévisible, créera des difficultés pour certaines industries électro-intensives qui s'approvisionnent lorsque le coût de l'énergie est faible, voire négatif. Le futur tarif de pointe pourrait perturber cette stratégie d'approvisionnement. Il serait préférable de prévoir un tarif 'baseload'. Un autre représentant de FEBEG relève que la distribution a supprimé sa réduction tarifaire 'nuit', en entraînant des problèmes pour les industriels ayant des procédés démarrant la nuit.

Elia rappelle que le prélèvement est parfaitement prévisible et qu'il peut donc être couplé avec le futur tarif, pour décider du moment de consommation le plus opportun. Le coût de dimensionnement du réseau est fixe et ne dépend pas des périodes de consommation mais de l'ampleur des mouvements d'énergie. Il convient de récupérer ces frais permanents d'infrastructures. L'avantage du tarif de pointe est de coupler l'augmentation ex-post du tarif aux périodes où le réseau est très utilisé, ce qui peut être totalement indépendant de la période de tension du prix de la commodity.

Un représentant de FEBELIEC relève que la notion de tarif de pointe n'est pas totalement en ligne avec le principe de 'cost-reflective'. Elia reconnaît que ce tarif de pointe reflète les coûts fixes du réseau et pas le comportement des utilisateurs du réseau à titre individuel. Il s'agit de répercuter une enveloppe de coûts à long terme, de façon non discriminatoire et transparente. Elia précise que ces remarques peuvent être reprises dans les réponses des acteurs de marché à la consultation lancée par Elia.

La représentante d'EDORA se demande comment éviter de créer des soldes régulatoires importants en fin de période tarifaire. Le Président du Users' Group reconnaît qu'il est difficile de calibrer exactement les coûts en début de période mais que le solde est toujours retourné vers le marché, à la fin de la période tarifaire. EDORA relève que, vu le prix de l'énergie, il convient de limiter les surcoûts éventuels. On pourrait imaginer une correction en cours de période tarifaire, lorsqu'un certain montant serait atteint.

Elia rappelle que ce problème existe déjà mais que la réglementation actuelle ne prévoit pas une telle procédure ; on pourrait la proposer lors de la future consultation tarifaire faite par la CREG.

Elia propose aussi de supprimer le mécanisme des souscriptions. A la demande d'un représentant de FEBELIEC, Elia précise que les volumes individuels réservés lors du raccordement (étude de détail) pourraient être adaptés selon les circonstances, via l'annexe du contrat de raccordement reprenant la puissance du raccordement. Elia pourrait par exemple organiser une procédure sur base annuelle à ce sujet. Actuellement, il existe un incitant à utiliser l'ensemble du volume souscrit, indépendamment des pointes du réseau.

Le 'tarif pour gestion du système' proposé par Elia couvrirait les frais nécessaires pour garder le système en équilibre, ce qui équivaut plus ou moins aux services auxiliaires. Un représentant de FEBEG relève que ce tarif en fonction de l'énergie injectée ne peut pas s'appliquer au transit ou à l'énergie importée. Le tarif pour pertes reflète l'achat des pertes par Elia pour le niveau de tension régional (groupes CVL2 et inférieur). Si la réglementation évolue sur ce point, ce tarif pourrait augmenter pour couvrir également l'achat des pertes au niveau fédéral.

Le représentant de FEBELIEC souligne que les taxes, surcharges et OSP devraient être sorties de la structure tarifaire, car ce ne sont pas des coûts de réseau. Un représentant de FEBEG relève qu'elles ne devraient pas non plus être récupérées via les fournisseurs.

Enfin, Elia précise à un représentant de FEBEG que les propositions d'Elia sur cette nouvelle structure tarifaire s'inspirent des meilleures pratiques connues en Entso-e : il existe une tendance générale à simplifier les tarifs et à les baser sur la puissance (et moins sur l'énergie prélevée ou injectée).

La consultation sur la proposition de nouvelle structure tarifaire aura lieu du 6 au 20 juin, qui est considéré comme très court par la représentante d'EDORA. Le Président du Users' Group reconnaît que ce délai est court mais que la CREG a demandé à Elia de connaître l'avis des acteurs de marché sur ses propositions. Elia a décidé de permettre à l'ensemble des membres du Users' Group de donner leur avis sur cette matière importante. Une consultation finale sera encore réalisée par la CREG sur la méthodologie tarifaire d'ici la fin de l'année 2014.

Le représentant de FEBELIEC conclut en remerciant Elia pour l'organisation de cette consultation et la discussion en Users' Group sur ce sujet. La représentante d'EDORA souligne l'utilité d'une session d'explications sur la méthodologie tarifaire afin que tous les membres du Users' Group puissent participer de manière optimale aux consultations en la matière. Le Président du Users' Group souligne à cet égard qu'Elia organise systématiquement une information sur les tarifs une fois ceux-ci approuvés.

4. Strategic Reserve Implementation – Modifications du contrat ARP

Elia présente ses propositions de modifications du contrat ARP (v. présentation « Réserves stratégiques – Propositions de modifications au contrat ARP »). Elles sont requises pour mettre en œuvre la réserve stratégique prévue par la loi électricité.

Ces modifications sont limitées et portent sur 3 axes :

- ajout de nouvelles définitions ;
- gestion de l'impact sur le périmètre ARP de l'activation des produits relatifs à la SGR ('strategic generation reserve') et à la SDR ('strategic demand reserve'), en ce compris une information en temps réel aux ARPs concernés ;

- adaptation des processus de nomination pour les produits relatifs à la SGR et à la SDR.

Ainsi que prévu par le ROI du Users' Group, Elia lance une consultation publique des acteurs de marché relative à ces modifications du contrat ARP (<http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/Users%20group/public-consultation-ARP-contract>). La consultation est fixée du 13 juin 2014 au 11 juillet 2014.

Le représentant de BELPEX souligne que le futur segment d'allocation des volumes de réserve stratégique (le segment SRM) sera activé après la clôture du segment DAM. Il demande aussi à Elia de vérifier la formulation des modifications à l'annexe 5 du contrat ARP, afin qu'elles ne portent que sur les nominations day-ahead. Les nominations intraday ne sont en effet pas visées par ces propositions de modification. Elia tiendra compte de ces remarques pour finaliser les documents qui seront soumis à consultation formelle.

5. WG Belgian Grid – Statut des travaux en cours

Le président du WG Belgian Grid rapporte les discussions de la réunion du 30 avril 2014 (v. présentation « Status WG Belgian Grid »). Elles ont porté principalement sur un échange des points de vue de FEBEG et de COGEN VLAANDEREN sur le mécanisme de compensation des ARPs lors d'une activation de l'accès flexible.

La représentante d'EDORA fait remarquer que le principe de la 'free band' est a priori incompatible avec le principe de neutralisation des impacts sur le périmètre des ARPs lors de l'activation d'un accès flexible. FEBEG ne soutient donc pas ce système en tant que tel mais, dans le cas où il devrait être néanmoins retenu, la 'free band' devrait avoir des modalités d'application claires et limitées dans le temps. Elia apportera cette nuance dans la présentation avant de la publier sur les pages web du Users' Group.

Le WG Belgian Grid a également été informé des principes de développement long terme du réseau, dont un cas d'application est la restructuration du réseau en région liégeoise.

6. Task Force Balancing & Experts Group

La présidente de la TF Balancing présente les derniers développements de la contractualisation des services auxiliaires pour 2015 (v. présentation « TF Balancing »).

Elle met l'accent sur l'évolution majeure de la contractualisation des services auxiliaires pour 2015. Le sourcing à court terme est généralisé pour l'ensemble des réserves de type R1 et R2, contrairement à l'année 2014 où ces volumes sont sourcés en combinant les achats court et long terme. Cette évolution ambitieuse résulte des feedbacks reçus des acteurs de marché lors des deux consultations organisées sur le sujet en TF Balancing, ainsi de l'analyse de la CREG sur le sourcing à court terme.

Il est en effet apparu durant ces consultations et analyses qu'une combinaison d'achats court terme et long terme était difficile à maintenir sans un risque de dés-optimisation, et que seule une échéance unique permettait de mettre l'ensemble des offres en concurrence. En outre, la durée d'engagement étant de moindre durée, la prime de risque est plus faible et il est plus facile pour un nouvel acteur d'entrer dans ce marché. Dès lors, réaliser un sourcing court terme généralisé pour l'ensemble des réserves de type R1 et R2 est un optimum pour le marché.

A la demande d'un représentant de FEBEG, Elia précise que la CREG a soutenu le sourcing court terme généralisé et supprimé l'appel d'offres plus tard dans l'année pour les produits R1 et R2. L'analyse du marché court terme attendue de la CREG a été avancée et été reprise dans sa décision sur les règles de balancing 2015 afin de permettre à Elia d'annuler l'appel d'offres annuel pour les produits R1 et R2 pour 2015, devenu sans objet. Elia a également reçu des assurances sur le caractère raisonnable des coûts correspondants aux achats en sourcing court terme, pour l'année 2015. Enfin, la CREG soutient le maintien du sourcing court terme pour l'avenir.

Une autre évolution positive est la participation des fournisseurs français pour un volume accru de R1 pour 2015 (de 30MW à maximum 70MW, soit 70% des besoins en R1). Ceci permettra d'augmenter la liquidité et la concurrence sur ce segment. A partir de 2015, l'ensemble des fournisseurs de R1 agréés en France (production ou consommation) pourront offrir sur le marché belge.

La présidente de la TF Balancing souligne aussi que le cadre contractuel relatif aux fournitures de services auxiliaires a évolué : il suffira de signer une convention générale pour un produit pour pouvoir participer à l'ensemble des appels d'offres relatifs aux services auxiliaires sur le produit concerné. Une procédure de qualification des candidats est accessible à tout moment, pour la fourniture de produits R1, R2 et R3-Production.

La TF Balancing a également confirmé quelques améliorations des processus liés au produit R3 DP, sur base des résultats des tests d'activation. Le volume maximum de R3 DP est doublé pour 2015 (100MW).

La présidente de la TF Balancing rapporte aux membres du Users' Group le lancement d'un nouveau projet pilote de fourniture de R2 par un parc éolien raccordé au réseau Elia. Ce projet porte actuellement sur quelques MW. Il a pour objectif de définir les critères techniques requis pour permettre aux producteurs éoliens de participer à la fourniture du produit R2, à long terme. Un compte-rendu régulier sera donné en TF Balancing sur ce projet innovant.

Elia précise à un représentant de FEBELIEC que le producteur éolien est compensé financièrement pour le manque à gagner lié à cette participation –à savoir la perte des certificats verts. Cette compensation financière a été approuvée par la CREG. La représentante d'EDORA soutient cette approche dès lors que ce producteur aurait été payé s'il avait offert cette capacité sous forme de produits de services auxiliaires, en R1-R2. La présidente de la TF Balancing relève que, à ce stade, on ne peut pas parler de fourniture de services auxiliaires mais uniquement d'un projet de recherche et développement.

Le président du Users' Group souligne que si ce projet aboutit et si la solution développée peut être généralisée à la production éolienne, les utilisateurs du réseau pourraient voir baisser le prix du balancing. Le représentant de FEBELIEC relève, à ce propos, que la compensation financière de la perte des certificats verts pourrait limiter ce bénéfice et qu'il ne lui semble pas opportun de donner des certificats verts pour une énergie non produite.

Le président du Users' Group conclut la discussion en précisant que, pour Elia, il y aurait lieu de revoir les mécanismes de support de la production renouvelable, qui ne sont pas suffisamment efficaces. En outre, la fourniture de 2 à 5MW en R2 par le projet ne présente aucun impact sur la NRV et le prix actuel de balancing qui est fixé par les autres offres de R2. A la remarque d'un représentant de FEBEG, qui souligne que ce

volume présenterait un impact à la marge sur le volume à activer, Elia note que ces 2 à 5MW sont de l'ordre de grandeur de la précision du réglage.

7. Task Force Strategic Reserve Implementation

La présidente de la TF Implementation Strategic Reserve (la TF ISR) présente le statut des travaux et le dernier état de la mise en place de la réserve stratégique (v. présentation « Feedback TF Implementation Strategic Reserve »).

L'arrêté ministériel du 3 avril 2014 a fixé le volume de la réserve stratégique pour l'hiver prochain à 800MW, avec une possibilité de décider de contracter du volume additionnel en cas d'indications crédibles que les réacteurs nucléaires Doel 3 et Tihange 2 pourraient ne pas être disponibles pour la période hivernale 2014-2015.

La procédure de constitution de la réserve stratégique a été finalisée et est disponible sur le site web d'Elia (http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Users%20Group/Task-force-balancing/Strategic%20Reserves/FR_2014_Procédure_de_Constitution_de_la_Réserve_Stratégique.pdf).

La présidente de la TF ISR précise que les règles de fonctionnement de la réserve stratégique devraient être approuvées par la CREG très prochainement, après consultation du marché. Ceci a été fait le 5 juin 2014 par la décision (B)140605-CDC-1330; les règles de fonctionnement sont disponibles sur le site web d'Elia (<http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/regles-de-fonctionnement-de-la-reserve-strategique-FR-website.pdf>).

Enfin, le processus de contractualisation de la réserve stratégique a démarré. La phase de déclaration des candidats est actuellement en cours et se clôture le 10 juin. Ensuite débutera l'appel d'offres proprement dit pour les produits SDR et SGR qui durera un mois.

8. Divers

Le Président du Users' Group informe les membres du Users' Group de la publication du mémorandum d'Elia vers les acteurs du marché de l'électricité (<http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/newsroom/news/2014/03-06-2014-memorandum>).

Selon le mémorandum, la transition du secteur de l'énergie a un impact important sur plusieurs dimensions : la composition du parc de production, le développement et la gestion des réseaux et l'organisation du marché intérieur de l'énergie. Elia est confrontée à de grands défis dans ces quatre domaines. Pour relever ces défis et permettre à Elia de continuer à jouer son rôle de maillon essentiel sur le marché de l'électricité, il faut une vision à long terme concrétisée par un cadre réglementaire solide, la détermination et la hiérarchisation des moyens nécessaires et le soutien des autorités à tous les niveaux.

* * *

Dates des prochaines réunions en 2014 :

Elia, Boulevard de l'Empereur 20, local 0.20, à 14h00

25/09/2014

11/12/2014