

Procès-verbal Users' Group 06/12/2012

Présents : G. Meynkens (FEBELIEC)
S. Harlem (FEBEG)
P. Lobé (EFET)
B. De Wispelaere (FEBEG)
H. Wyverkens (FEBEG)
F. Van Gijzeghem (ODE)
A. Vermeylen (BOP)
P. Claes (FEBELIEC)
N. Pierreux (Belpex)
H. Vandersyppe (FEBEG)
J. Hensmans (FOD-SPF Économie-Énergie)
T. de Waal (FEBEG)
F. Albitar (EDORA)
J.-P. Bécrot (GABE)
C. Adams (FOD-SPF Économie-Énergie)
W. Gomerén (AGORIA)
D. Vangulick (Synergrid)
C. Pouleyn (VOKA-VEV)
W. Aertsens (FEBELIEC)
P. Verlinden (FEBEG)

F. Vandenberghe, W. Michiels, F. Wellens, P. Fonck, E. Spire, F. Dalle (Elia)
M. Aparicio, K. Sleurs (partiellement, Elia)

Excusés : J.P. Boydens (COGEN)
B. Van Der Spiegel (FEBELIEC)
F. Van den Borre (COGEN)

Agenda

1. Approbation du procès-verbal de la réunion précédente (27/09/2012)
2. GT System Operation
 - a) Feed-back GT 21/11/2012
 - b) ENTSO-E Winter Outlook
 - c) Capacité à la frontière nord – accord avec TenneT
 - d) Plan d'action hivernal Elia
 - e) Adaptation des règles de balancing
 - f) Publication de l'Infeed
 - g) TF Bid Ladder - reporting
3. GT EMD
Feed-back GT 26/10/2012
4. GT Belgian Grid
Feed-back GT 06/12/2012
5. Divers
 - a) Surcharges 2013
 - b) Dates réunions plénières Users' Group 2013

Procès-verbal :

1. Accueil par Frank Vandenberghe

Frank Vandenberghe souhaite la bienvenue aux membres du Users' Group.

Il souhaite tout particulièrement la bienvenue à David Vangulick d'Ores

Il confirme que Patrick De Leener a été désigné CEO de Coreso. Dans sa fonction actuelle (Energy Management – EnMan), Patrick est remplacé par Emeline Spire.

2. Approbation du procès-verbal de la réunion précédente (27/09/2012)

Le procès-verbal de la réunion du 27/09/2012 est approuvé par le Users' Group moyennant les remarques suivantes :

- Pg. 5/9 : l'importance d'un fonctionnement stable des outils intraday est soulignée (pas les outils day-ahead – même si la stabilité de ces outils est bien entendu elle aussi indispensable).
- Pg. 5/9 : à la demande d'un représentant de la FEBEG, la phrase suivante est ajoutée : « Il est confirmé que le maintien de l'équilibre est la première mission de chaque ARP. Toutefois, pour les ARP qui aident à atteindre ou à maintenir l'équilibre de la zone de réglage, on tente d'appliquer un tarif de déséquilibre qui ne pénalise pas les ARP dans cette situation, mais, au contraire, qui les incite à contribuer activement à l'équilibre du système ».

3. Feed-back GT System Operation

Wim Michiels, président du GT System Operation, donne un aperçu du projet IGCC ainsi que de l'étude dynamique effectuée dans le cadre de l'indisponibilité temporaire de Doel 2 et de Tihange 3.

IGCC

Le projet IGCC (International Grid Control Cooperation) a pour objectif de mettre au point la collaboration internationale entre les GRT pour l'équilibrage des zones de réglage en permettant notamment de prévenir toute activation opposée (« counteracting ») chez différents GRT grâce au netting transfrontalier des déséquilibres.

5 GRT participent au projet (Energinet – DK, TenneT – NL, SwissGrid – CH, Ceps – CZ et Elia).

Une phase de test d'une durée d'un an a démarré.

Lors de cette phase de test :

- la capacité frontalière résiduelle après la clôture du marché intraday est utilisée ;
- les volumes sont limités à 140 MW ;
- les transferts peuvent être arrêtés instantanément.

Les volumes échangés font partie de la puissance de réglage. Ces volumes étant valorisés au prix des réserves secondaires (R2), l'impact sur le prix de déséquilibre sera minimal.

Les volumes activés par le biais de l'IGCC sont publiés sur le site internet d'Elia.

Les premiers résultats de cette phase de test sont positifs.

Étude dynamique dans le cadre de l'indisponibilité de Doel 3 et Tihange 2

Elia a effectué une étude de réseau dynamique dans le cadre de l'indisponibilité temporaire des centrales nucléaires de Doel 3 et de Tihange 2 afin de reconfirmer la capacité d'importation disponible.

Les conclusions sont les suivantes :

- Sans indisponibilités supplémentaires sur le réseau, la possibilité d'importer 3.500 MW est confirmée. Dans certaines situations réseau, la part d'énergie fournie par les Pays-Bas (ou le nord de l'Allemagne) est limitée à 2.400 MW.
- L'importation des 4.500 MW est possible dans certaines situations réseau à condition qu'une grande partie soit livrée depuis l'Allemagne ou la France.

L'importation de 3.500 MW depuis les Pays-Bas n'est pas garantie ; cela nécessite des analyses supplémentaires et n'est en principe uniquement possible que sous certaines conditions (notamment des températures douces qui font que la France importe peu voire pas du tout ou à des prix plus élevés proposés par des acheteurs en Belgique en comparaison avec la France).

4. ENTSO-E Winter Outlook

Kristof Sleurs du centre de contrôle national présente l'ENTSO-E Winter Outlook publié le vendredi 30 novembre et suivi par un communiqué de presse d'Elia.

Cette étude analyse tout d'abord la situation belge.

Sur la base d'une série de données fournies par les GRT, ENTSO-E réalise une analyse déterministe de la situation des différents pays pour l'hiver prochain. Les données fournies par Elia tiennent déjà compte du fait que les centrales nucléaires de Doel 3 et de Tihange 2 sont hors service. Il est ici important de noter qu'il ne s'agit pas d'une étude de marché. Cette étude ne réalise pas une estimation des prix du marché ou des flux d'énergie qui résultent de transactions commerciales. Seuls les besoins d'importation d'énergie depuis l'étranger et la possibilité d'importer cette énergie sont quantifiés.

Différents scénarios sont étudiés :

- situation normale (températures normales et disponibilité des unités de production) ;
- situation extrême (températures basses et indisponibilité importante imprévue d'unités de production).

Compte tenu de l'indisponibilité provisoire des centrales nucléaires de Doel 3 et de Tihange 2, l'étude conclut que la Belgique est structurellement dépendante de l'étranger pour l'approvisionnement à la pointe hivernale.

La situation au niveau européen est également étudiée.

Les principaux facteurs de risque en Europe sont identifiés :

- sensibilité importante de la France par rapport à la température ;
- dépendance face au gaz et/ou à la présence d'eau ;
- disponibilité des réseaux à haute tension ;
- ...

Un aperçu de la situation dans les différents pays européens démontre que de nombreux pays sont structurellement dépendants de l'importation. Il est souligné que ces schémas récapitulatifs ne présentent pas les détails de la situation des différents pays (la capacité de production en Allemagne est par exemple large en cas de vent important alors que la marge est limitée en cas de vent faible).

Un représentant de FEBELIEC demande quel élément entraîne la limitation des importations à 3.500 MW. Elia répond que la limitation est due à la stabilité de la tension du réseau. Il faut produire suffisamment de puissance active « localement » afin de pouvoir également disposer de puissance réactive localement et ainsi garder la tension sous contrôle. Si la tension n'est pas suffisamment sous contrôle, cela peut entraîner un effondrement du réseau, p.ex. en cas d'incident.

5. Capacité à la frontière nord

Les limitations de la capacité d'importation sont présentées par Wim Michiels :

- capacité d'importation physique à la frontière nord : 2.750 MVA ;
- capacité d'importation commerciale maximale vers la Belgique : 3.500 MW (limite de stabilité dynamique).

La répartition actuelle de la valeur NTC maximale pour les nominations est :

- 1.401 MW à la frontière nord ;
- 2.100 MW à la frontière sud.

Un accord a été conclu avec TenneT afin d'augmenter la valeur NTC à la frontière nord.

Cette augmentation de la valeur NTC ne peut pas être garantie en permanence. Elle passera à 1.700 MW maximum après une évaluation quotidienne positive de la sécurité par les deux GRT. Avec cette valeur NTC, on approche de la capacité d'importation physique maximale à la frontière nord (notamment en cas de perte d'une unité de production nucléaire).

L'augmentation a lieu en 2 étapes :

- Étape 1 (déjà effective depuis le 4 décembre 2012) :
 - o +55 MW pour le marché day-ahead ;
 - o +100 MW pour le marché intraday.
- Étape 2 (dans le courant du mois de janvier 2013) :
 - o 55 MW supplémentaires pour le marché day-ahead ;
 - o 100 MW supplémentaires pour le marché intraday.

La capacité libérée pour le marché day-ahead est mise à disposition pour le fonctionnement du couplage de marché européen.

La capacité libérée pour le marché intraday est mise à la disposition du couplage intraday entre les Pays-Bas et la Belgique.

En ce qui concerne le couplage de marché day-ahead, Elia souligne que le volume des transactions commerciales entre les deux pays voisins sur le marché day-ahead n'est pas limité par la valeur NTC à une seule frontière, mais par la combinaison des processus de nomination qui résultent du jeu de l'offre et de la demande sur le marché journalier. Cela explique pourquoi Elia peut malgré tout importer 2.400 MW des Pays-Bas, voire 3.500 MW dans des conditions réseau favorables (c.-à-d. les chiffres mentionnés sous le point 3 ci-dessus)

L'accord entre TenneT et Elia a été communiqué aux acteurs du marché. Les premières expériences depuis le 4 décembre démontrent que de la NTC supplémentaire est régulièrement mise à disposition des acteurs du marché ; cette NTC supplémentaire est parfois également utilisée.

Un représentant de la FEBEG demande à quel moment les capacités supplémentaires sont libérées.

La capacité pour le marché day-ahead est évaluée et éventuellement libérée en début de soirée en J-2.

La capacité pour le marché intraday est évaluée et éventuellement libérée en début de soirée en J-1. Il est prévu d'organiser à l'avenir une évaluation et une libération toutes les 4 heures.

Un représentant de FEBELIEC demande si la capacité d'importation maximale a déjà été dépassée.

Elia répond que cela est possible dans certaines conditions. Cela s'est en effet déjà produit après une analyse spécifique positive de la situation du réseau.

Elia souligne que les 3.500 MW sont une valeur garantie. La situation effective est plus élevée en fonction des circonstances, mais il n'existe aucune garantie. Le dépassement possible – et restreint – de la limite de 3.500 MW se produira plus probablement en cas de températures douces.

Elia souligne en outre que la capacité d'importation reste inchangée en cas de libération complémentaire de 300 MW de valeur NTC à la frontière nord.

Elia informe le Users' Group que l'ENTSO-E Winter Outlook a été établi en tenant compte de la NTC initiale de 1.401 MW.

Un représentant de FEBELIEC demande s'il est judicieux de soutenir la construction de nouvelles unités de production étant donné que, selon lui, la capacité d'importation effective est incertaine.

Elia ne peut s'exprimer sur les mécanismes de soutien. Elle s'est uniquement prononcée sur la capacité dont le pays a besoin pour garantir l'approvisionnement.

Le représentant de FEBELIEC demande alors s'il est judicieux de soutenir de nouvelles unités de production si l'énergie produite est exportée vers l'étranger.

Ce point n'est pas approfondi ; la sécurité d'approvisionnement est une compétence du ministre.

Un représentant de FEBELIEC souhaite ajouter qu'un mécanisme de capacité en France a été accepté par les parties en raison du fait qu'un prix maximal pour l'énergie a été garanti (42 €/MWh).

Un représentant de FEBELIEC demande si une hausse de la capacité d'importation de 300 MW à la frontière nord entraîne une diminution de 300 MW à la frontière sud.

Elia répond que cette mesure ne permet pas en principe d'augmenter la capacité d'importation de 3.500 MW proposée au marché (ou supérieure comme expliqué ci-dessus). Dans certaines situations réseau spécifiques, une augmentation de la valeur NTC à la frontière nord pourrait aller de pair avec une réduction de la NTC à la frontière sud pour ne pas dépasser la limite d'importation totale.

6. Plan d'action hivernal Elia

Wim Michiels présente les nouveaux éléments (notamment depuis la présentation lors de la journée client du 16/11/2012) au Users' Group.

- La disponibilité à la fois sur les unités de production et sur les éléments réseau a été renforcée pour les périodes critiques.
- Les contrats inter-GRT et, plus précisément, le contrat avec le gestionnaire du réseau néerlandais ont été actualisés, essentiellement afin de pouvoir réagir plus rapidement grâce à une disponibilité plus grande.
- Le processus en cas de pénurie a été actualisé, à la fois chez Elia et au Centre de crise fédéral.

Pour rappel, outre les réserves classiques, trois types de mesures peuvent être appliquées en cas de pénurie :

- des mesures visant à limiter la demande ;
- une interdiction ;

- l'activation manuelle du plan de délestage.

Elia souligne que le ministre décide quelles mesures doivent être appliquées.

Un représentant du SPF Économie informe le Users' Group que tout a été préparé afin que le ministre puisse prendre la meilleure décision en cas de pénurie. Il fera des choix dans une liste de propositions établie par un groupe de travail auquel Elia a participé activement. Il souhaite également souligner que le rôle d'Elia reste, en cas de pénurie annoncée, de communiquer aux autorités la période et le volume de la pénurie (et éventuellement des informations géographiques supplémentaires).

Elia informe le Users' Group qu'en cas de pénurie, il sera tenu compte du maintien de l'obligation qu'Elia a auprès d'ENTSO-E (cela peut par exemple entraîner la non-activation de la première tranche du plan de délestage afin de la préserver pour les obligations ENTSO-E).

Elia rappelle qu'en principe, les délestages seront limités aux réseaux de distribution dans des zones rurales. En principe, les clients directs d'Elia ne seront pas touchés par des délestages.

Un représentant de la FEBEG demande qui est responsable de la sensibilisation de l'opinion en cas de pénurie annoncée (cf. « mesures de limitation de la demande »). Elia répond que l'initiative revient aux pouvoirs publics.

Elia informe en outre qu'un système d'information a été mis à disposition sur le site internet. Il est accessible à tout un chacun et donne des informations simples sur la situation de pénurie. Il fonctionne sur la base de feux de signalisation (vert, orange, rouge et noir). La signification des différentes couleurs est expliquée sur le site internet.

Précisions :

- la barre horizontale (jours J+6 à J+2) peut uniquement être verte ou orange ;
- la couleur rouge peut uniquement apparaître dans les barres verticales (en J+1 ou J) ;
- la couleur noire peut uniquement apparaître le jour J et signale en temps réel que des délestages sont effectués.

Elia dispose bien entendu également d'un outil de suivi interne plus complet.

En cas de menace de pénurie, un mailing sera envoyé aux producteurs afin de demander tous les I-bids complémentaires.

Elia signale enfin qu'elle adressera un courrier à tous ses utilisateurs du réseau afin de les informer de la situation de pénurie.

7. Adaptation des règles de balancing

Emeline Spire apporte des informations au Users' Group au sujet de la nouvelle mesure de balancing. Cette mesure a déjà été présentée au GT System Operation et a été introduite auprès de la CREG pour validation.

Actuellement, la CREG organise une consultation des acteurs de marché au sujet de cette mesure.

Cette mesure vise avant tout à maintenir des incitants corrects en cas de situation « tendue » (c'est-à-dire en présence de forts déséquilibres), ceci afin d'inciter les ARP à maintenir leur équilibre. En effet, Elia constate que les prix de déséquilibre restent

modérés en cas de forts déséquilibres. Il est nécessaire d'éviter que le prix du déséquilibre soit systématiquement inférieur au prix des marchés court-terme lorsque ces prix sont très élevés, et ce afin d'inciter les ARP à s'approvisionner en day-ahead et intraday et non sur le marché de déséquilibre, même dans ces situations.

À ce titre, Elia a proposé de valoriser dans le calcul du Marginal Incremental Price, l'activation de la réserve inter-TSO à 120 % du prix de référence du marché (Belpex), ou au coût de cette activation si celui-ci est supérieur. Cette mesure revient à introduire, dans les cas où Elia doit demander en dernier ressort au secours mutuel Inter-TSO, un incitant minimal égal à 120 % du prix de référence du marché.

Cette mesure permet de donner des incitants clairs aux ARP lors de la constitution de leur équilibre en day-ahead. De plus, cette mesure permet d'assurer une meilleure concordance avec le marché français afin d'éviter une concurrence entre ces deux marchés de déséquilibre.

Bien que la CREG s'annonce d'accord avec l'objectif recherché, elle n'est pas convaincue que la solution proposée soit la bonne. Sur cette base, la CREG a rédigé un projet de décision de rejet, qui fait l'objet de la consultation actuellement en cours.

Un représentant de FEBEG rappelle que seule une harmonisation de règles européennes pourra éviter des distorsions entre pays. De plus il ne croit pas que la mesure proposée garantira que le déséquilibre en Belgique soit moins intéressant que dans le reste de l'Europe.

Elia reconnaît qu'il faut tendre vers une harmonisation européenne des règles. C'est déjà ce qui a été entrepris avec les nouveaux tarifs de déséquilibre (basés sur du « Single Marginal Pricing »). Elia rappelle que le prix de déséquilibre français est toujours au minimum égal au prix du marché day-ahead. La mesure proposée vise donc précisément, dans certaines situations particulièrement difficiles, une harmonisation permettant d'éviter des arbitrages transfrontaliers au détriment de la zone de réglage belge.

Un représentant de FEBELIEC soutient que les tarifs de déséquilibre doivent être convaincants étant donné que c'est également la base de la problématique de la pénurie. D'après lui, à la base de tout black-out, il y a un ARP, voire tous les ARP, qui sont en déséquilibre. Il insiste donc pour qu'Elia continue à suivre ce sujet de près. Il insiste également pour que les mesures soient mises en place afin que les ARP respectent leurs nominations.

Un représentant de FEBEG tient à rappeler, qu'à sa connaissance, un black-out en Europe n'a jamais été la conséquence d'un ARP en déséquilibre, mais toujours la suite d'un incident sur le réseau. Par ailleurs, il tient à rappeler qu'il est absolument nécessaire pour les ARP de s'écarter de leur nomination afin de suivre au mieux la charge réelle et également les informations en temps réel sur la production décentralisée.

Selon un autre représentant de FEBEG, les tarifs de déséquilibre actuels donnent les bons signaux aux ARP. Le problème demeure néanmoins qu'il est très difficile voire impossible pour les ARP de savoir quel est leur déséquilibre en temps réel.

Elia tient à rappeler que :

- Le nouveau paramètre est un signal ultime donné aux ARP. Celui-ci ne devrait en principe être que très peu utilisé. Ceci permet avant tout de maintenir un comportement adéquat lors de forts déséquilibres.
- Il existe déjà dans la formation du prix de déséquilibre des références vers le prix du marché (Belpex) au travers du coût d'activation de l'interruptibilité.

- L'introduction d'un nouveau paramètre fait suite à une demande de la CREG pour contrer un problème détecté.

Un représentant de FEBELIEC constate que la courbe des prix de déséquilibre « idéale » reprise dans la présentation ne passe pas par zéro au déséquilibre nul et demande s'il s'agit là vraiment d'une volonté d'Elia. Elia répond qu'il n'y a pas de logique symétrique dans la constitution des prix de déséquilibre, les besoins n'étant pas les mêmes en cas de déséquilibre positif ou négatif. La courbe ne doit donc pas forcément passer par zéro au déséquilibre nul.

Un représentant de FEBEG demande quels sont concrètement les ARP auxquels Elia s'adresse en introduisant ce nouveau paramètre. Elia répond qu'il s'agit par exemple d'ARP actifs simultanément sur les marchés belges et français et qui subiraient mécaniquement, en cas de tension sur les marchés court-terme, un tarif de déséquilibre bien plus élevé en France qu'en Belgique.

Un représentant de GABE rappelle que l'industrie est toujours prête à participer au marché de déséquilibre pour autant que les incitants soient suffisants.

Un représentant de FEBEG annonce qu'il participera à la consultation de la CREG. Il regrette toutefois que cette proposition n'ait pas été discutée en profondeur au sein du Users' Group.

D'une part, Elia tient à rappeler que le sujet avait été discuté dans le WG System Operation. D'autre part, ce sujet est situé à la limite entre matière tarifaire et mécanisme. Elia a toujours indiqué clairement que les matières tarifaires n'étaient pas discutées au Users' Group.

8. Publication de l'Infeed

Manuel Aparicio, responsable Operations (dont Settlement) au sein du département Energy Management, rapporte les résultats d'une étude de faisabilité relative à la publication de l'Infeed vers les GRD.

Cette étude fait suite à une demande de FEBEG et a pour objectif de permettre aux ARP de mieux connaître le déséquilibre de leurs portefeuilles en real-time.

La publication en real-time (ou en « near real-time ») de l'Infeed vers la distribution ne peut se faire que sur base des mesures dont Elia dispose aux points de couplage vers les GRD.

Elia tient à rappeler les fortes différences entre une mesure et un comptage. Les mesures n'atteignent pas la même précision, de plus, celles-ci ne sont jamais « validées ».

Ensuite, Elia tient à rappeler:

- qu'elle n'est pas en mesure de publier des détails au-delà des points de couplage avec les GRD ;
- qu'elle n'est pas en mesure de publier l'Infeed par GRD étant donné les transferts d'énergie possibles entre les GRD ;
- certaines spécificités (intégration tarifaire de réseaux 70 kV, cas des clients virtuels,...).

L'Infeed qu'Elia pourrait donc publier est l'Infeed total vers les GRD ou l'Infeed par point de couplage avec les GRD.

Elia demande aux membres du Users' Group si ces données correspondent bien à la demande et si celles-ci permettront effectivement aux ARP d'améliorer le suivi de leur portefeuille.

Un représentant de FEBEG répond que toute information complémentaire permettant d'équilibrer leurs portefeuilles est la bienvenue et insiste pour que celles-ci soient mises à disposition aussi vite que possible.

Elia annonce présenter un planning plus détaillé de ce projet lors du prochain Users' Group.

9. TF Bid Ladder - reporting

Emeline Spire rapporte les discussions de la première réunion de cette Task Force. Cette réunion a eu lieu le 30 novembre 2012.

Pour rappel, cette Task Force avait été créée lors de la précédente réunion plénière du Users' Group.

Lors de la première réunion de la TF, le scope a été discuté plus en détail.

Il est assez rapidement apparu que le scope de cette Task Force doit être plus large que la mise en place d'une Bid Ladder. En effet, des jalons majeurs en matière de balancing sont attendus pour 2013 :

- renouvellement des contrats de réserve tertiaire ;
- suite des consultations demandées par la CREG relatives au balancing ;
- nouvelles impositions reprises dans la loi électricité.

Par conséquent, la Task Force propose d'étendre son scope vers une « Balancing Task Force ».

Le Users' Group approuve cette proposition.

Les priorités de la Task Force seront :

- améliorer la publication de données de transparence nécessaires aux ARP afin de faciliter l'exécution de leur responsabilité de balancing ;
- diversifier les ressources de balancing ;
- étendre les synergies internationales en matière de balancing.

Le représentant de GABE indique qu'Elia doit veiller à ce que les développements en matière de balancing en Belgique soient également repris au niveau des Network Codes européens. Il affirme par exemple que les développements en cours sur le réglage primaire par la charge (R1 Load) ne sont pas repris dans les Network Codes européens. Il juge à ce titre qu'Elia a plus de poids que les industriels afin d'influencer le contenu des Network Codes.

Le représentant de Belpex demande si la participation des fédérations est limitée à une seule personne. Elia confirme cette volonté. Dans ce contexte, le représentant de Belpex demande l'établissement d'ordres du jour détaillés afin de préparer au mieux ces réunions avec l'ensemble des collaborateurs.

Un représentant de FEBELIEC insiste pour ne pas oublier le marché day-ahead. C'est en donnant des signaux clairs sur le marché day-ahead que les industriels sont en mesure de réagir correctement et, de la sorte, de participer au bon fonctionnement du marché.

10. Feed-back GT EMD

Pascale Fonck, présidente du WG European Market Design, rapporte les discussions de la dernière réunion.

CACM Network Code

Le DRAFT du Network Code a été fourni à ACER. Un avis d'ACER est attendu avant fin décembre.

Pour rappel, le Code comprend entre autres les éléments suivants :

- méthodes de calcul de la capacité transfrontalière ;
- mécanismes de marché day-ahead ;
- mécanismes de marche intraday.

Les dispositions relatives à l'allocation à long terme des capacités seront prévues dans un Code séparé, en préparation par ENTSO-E (Forward Capacity Allocation Network Code).

Flow Based Market Coupling

Le Users' Group est informé que le timing de « l'external parallel run » a été revu. L'exercice débutera en février 2013 (2^{ème} moitié du mois). À noter toutefois que les résultats représentatifs des simulations seront publiés rétroactivement à partir de janvier 2013.

Pour rappel, l'external parallel run est une simulation grandeur nature organisée afin d'éduquer les acteurs de marché au fonctionnement et à l'utilisation du Flow Based Market Coupling.

Les moyens de communication de même que les données communiquées dans le cadre de l'external parallel run ont été passés en revue.

Un bref rappel est donné sur la notion d'intuitivité du modèle Flow Based. Un rapport a été publié à ce sujet, celui-ci est entre autres disponible sur le site web d'Elia.

Lors de l'external parallel run, les résultats des deux algorithmes seront mis à disposition, l'un « intuitif », l'autre « non intuitif » afin d'obtenir un avis du marché sur l'option à retenir.

Il est également précisé que les outils qui seront utilisés par les gestionnaires de réseau pendant l'external parallel run ne sont pas dans leur version industrielle finale. Ceci témoigne de la volonté des gestionnaires de réseau de démarrer dès que possible cet external run, sans attendre la version industrielle des outils (qui devra être disponible avant le go-live du projet). Dans ces conditions, les partenaires du projet ne garantissent pas que les résultats seront disponibles pour toutes les journées du external parallel run.

11. Feed-back GT Belgian Grid

Frank Wellens, président du GT Belgian Grid, présente l'état d'avancement des discussions.

Les adaptations aux contrats suite à la problématique des Closed Distribution Systems ont été présentées à l'approbation de la CREG. Aucun consensus sur tous les éléments de cette problématique n'a pu être atteint au sein du Users' Group.

Un nouveau point a également été abordé : suite à l'ajout de la notion de site à la définition de production locale, la façon de considérer une production raccordée par une ligne directe doit être clarifiée.

En ce qui concerne la réservation de capacité, il a été décidé d'envoyer une dernière fois la recommandation aux membres du GT. Cette recommandation sera envoyée à la CREG vers le 14/12/12.

Des adaptations au contrat d'accès dans le cadre de raccordements avec accès flexible ont été présentées au GT. Les membres du Users' Group déplorent que ces adaptations n'aient pas été présentées plus tôt.

Elia souligne que cette proposition a été discutée de manière approfondie avec les régulateurs régionaux qui ont donné leur accord et que la CREG prévoit d'organiser une consultation. Il est convenu que la proposition soit placée à l'ordre du jour du prochain GT BG.

« Quick wins » au règlement technique fédéral (RTF)

Elia a identifié une série de quick wins afin d'améliorer le RTF. La plupart d'entre eux ont déjà été discutés avec le Users' Group (adaptations dans le cadre des Closed Distribution Systems et nouveau mécanisme de réservation de capacité).

Les autres quick wins sont :

- obligation d'identification pour toutes les unités de production où $P > 1$ MW. Étant donné que cela découle d'une question tarifaire, la nécessité d'une adaptation du RTF doit encore être discutée ;
- obligation imposée aux unités de production de pouvoir participer aux réglages primaire et secondaire.
- ...

Le GT BG déplore qu'aucun exercice plus large n'ait été réalisé. Les propositions CDS doivent tenir davantage compte de la problématique du réseau CDS même et de la conformité avec le RT régional. Les membres du GT identifient encore des quick wins supplémentaires. De plus, une série de recommandations plus anciennes du Users' Group, implémentées dans les règlements régionaux, n'ont pas été traduites dans le RTF.

Un représentant de FEBELIEC souligne le risque lié à l'adaptation du RTF et les incohérences éventuelles avec les règlements techniques régionaux.

Un autre représentant de FEBELIEC soulève la problématique desdits « réseaux mixtes », qui doivent respecter le Règlement technique fédéral et régional. Il souligne la nécessité de n'imposer aucune exigence contradictoire dans les différents règlements techniques qui rendrait la situation ingérable pour ces réseaux.

Il souligne également ce qui suit :

- il préfère aborder l'adaptation du RTF dans son ensemble et pas partiellement ;
- il est important de garantir la compatibilité avec les Grid Codes européens ;
- il est important de consulter le Users' Group lors de cet exercice étant donné qu'il ne s'agit clairement pas d'une matière tarifaire. Il rappelle en effet qu'il s'agit d'une obligation imposée à Elia par le RTF.

Un représentant de la FEBEG constate que l'application de raccordements avec accès flexible ne fait plus figure d'exception. Il s'oppose à cette situation.

Elia répond que des raccordements avec accès flexible permettent dans de nombreux cas de réaliser plus rapidement un raccordement, à l'avantage de l'utilisateur du réseau.

Elia souligne en outre que cette approche ne doit pas être considérée comme une fuite des investissements étant donné qu'elle va de pair avec l'investissement proactif dans des zones à haut potentiel de productions décentralisées (cf. étude « capacité d'accueil »). Investir partout entraînerait des coûts élevés et un risque élevé de stranded costs. Il semble par conséquent logique d'encourager des investisseurs à utiliser les zones offrant un potentiel important.

Les pouvoirs publics fédéraux et régionaux devront encore s'exprimer sur cette problématique (notamment sur le caractère temporaire ou non de la mesure).

Un représentant de la FEBEG précise que l'obligation d'installer des équipements pour participer au réglage primaire et secondaire, en combinaison de la menace de – par Arrêté royal – de devoir effectivement fournir ces services découragent d'investir dans de nouvelles centrales. Le représentant de la FEBEG défend l'idée de plutôt intégrer dans la licence de production l'obligation de pouvoir contribuer au réglage primaire et secondaire.

Tous les éléments susmentionnés seront discutés plus avant pendant le GT Belgian Grid. L'adaptation du RT sera vraisemblablement un sujet important en 2013.

12. Divers

12.1. Nouvelle surcharge d'Elia pour l'obligation de service public en Wallonie

Elia a présenté les surcharges pour l'année 2013 qui ont déjà été approuvées par la CREG.

Le Users' Group réagit essentiellement à la surcharge pour l'obligation de service public en Wallonie. Suite à la forte hausse des achats de certificats verts au prix minimum garanti, cette surcharge a été fixée à 13,8159 €/MWh (puissance prélevée nette).

Toutes les réactions en la matière ne sont pas énumérées de manière exhaustive, mais peuvent essentiellement être résumées en 2 groupes :

- ce montant est un véritable danger pour l'industrie wallonne. Il convient de prendre rapidement des mesures (p.ex. l'introduction d'une dégressivité, comme pour l'obligation de certificats).
- On déplore qu'aucune partie ne se sente impliquée par ce dossier. Bien que les membres du Users' Group acceptent qu'Elia ne puisse prendre aucune décision sur l'allocation des coûts, certains membres déplorent la position neutre adoptée par Elia.

Le représentant d'ODE souhaite toutefois souligner que la surcharge élevée découle de choix politiques européens et qu'il faut être conscient que quelqu'un devra en supporter les coûts. Le montant aussi élevé de cette surcharge est dû au fait que les marchés ne fonctionnent pas correctement.

Le représentant de GABE demande qu'Elia adresse, au nom du Users' Group, un courrier au ministre Nollet afin de faire connaître la position du Users' Group. Elia examinera cette demande étant donné que cette idée est supportée avec insistance par la majorité des membres.

La surcharge pour le soutien des parcs éoliens offshore n'est pas communiquée, car elle n'est pas encore approuvée.

Les surcharges en Flandre restent inchangées.

Un représentant de FEBELIEC signale que suite à un arrêté de la cour constitutionnelle, il y a bel et bien des adaptations en Flandre. Elia répond que les conséquences de cet arrêté ne sont pas encore connues.

12.2. Dates des réunions plénières 2013

Les dates des réunions plénières sont déterminées comme suit :

- 28/03/2013
- 20/06/2013
- 26/06/2013
- 05/12/2013

* * *

Date de la prochaine réunion

Elia, boulevard de l'Empereur 20, local 0.20
- 28/03/2013, à 14h30