

Procès-verbal Users Group – Réunion Plénière du 05/12/2013

Présents : C. Adams (FOD-SPF Economie-Energie)
W. Aertsens (Infrabel)
J.-P. Bécret (GABE)
J.-P. Boydens (Cogen Vlaanderen)
P. Claes (FEBELIEC)
A. Detollenaere (VWEA-ODE)
T. de Waal (FEBEG)
F. Druart (FEBEG)
B. Gouverneur (Synergrid)
W. Gommeren (UEB)
S. Harlem (FEBEG)
J. Hensmans (FOD-SPF Economie-Energie)
B. Massin (EFET)
G. Meynkens (FEBELIEC)
N. Pierreux (BELPEX)
F. Schoonacker (FEBEG)
D. Vangulick (ORES)
H. Vandersyppe (FEBEG)
F. Van Gijzeghem (ODE)
A. Vermeylen (BOP)
H. Wyverkens (FEBEG)

F. Vandenberghe, I. Gerkens, D. Zenner, E. Spire, W. Michiels (Elia)
P. Buijs, T. Oldenhove, F. Wellens (partiellement, Elia)

Excusés: B. De Wispelaere (FEBEG)
N. Laumont (EDORA)
P. Verlinden (FEBEG)

AGENDA

1. Approbation du procès-verbal de la réunion précédente (26/09/2013)
2. WG System Operation
 - a) Statut des travaux en cours (réunion du 7 novembre 2013): Network Codes
 - b) Winter Outlook 2013-2014
3. WG Belgian Grid
 - a) Statut des travaux en cours (réunion du 19 novembre 2013)
 - b) Investissements dans les capacités d'interconnexions (CBA & impacts sur les capacités)
4. Task Force Balancing & Experts Group
 - a) Statut des travaux en cours (réunion du 21 novembre 2013)
 - b) Short Term Tendering & related price publications
5. Perturbations sur le réseau électrique belge
6. Enquête « Demand response » – Analyse des résultats

7. Règlements REMIT & Transparence – Présentation
8. Révision du règlement d'ordre intérieur & composition du Users Group – Présentation et approbation
9. Divers
 - Dates des réunions 2014
 - "Call for an Energy Pact – Beyond 2020" – Présentation

PROCES-VERBAL

1. Approbation du procès-verbal de la réunion précédente (26/09/2013)

Le procès-verbal de la réunion du 26/09/2013 est approuvé par le Users' Group avec le texte complété au point 6 « Feedback consultations en Users Group - Modifications des contrats ARP et accès », demandé par FEBEG.

Un autre représentant de FEBEG relève que la discussion relative au processus REMIT durant la précédente réunion était partiellement erronée : si Elia doit communiquer à la CREG et au ministre de l'énergie les unités de production qu'il est prévu de fermer ou de mettre sous cocon, il appartient aux producteurs eux-mêmes d'en informer le marché. Le point 5 « Plan Wathélet – Demand response » du procès-verbal est adapté pour en tenir compte.

2. WG System Operation

Wim Michiels, président du WG System Operation, donne le statut des travaux en cours au sein de son WG (réunion du 7 novembre 2013), qui porte sur l'évolution des projets de certains codes européens et sur le récent Winter Outlook 2013-2014 (v. présentation « User Group 05.12.2013 – Feedback WG System Operations »).

Concernant le premier volet des codes européens, il note que ACER recommande à la Commission d'adopter les projets de codes européens « Operational security » (le code OS), « Operational planning & scheduling » (le code OP&S) et « Load Frequency control & reserves » (le code LFC&R). Ces codes ont été présentés lors du récent Stakeholders Day et en WG System Operation. Le code OP&S peut avoir des impacts sur certains utilisateurs de réseau, c'est-à-dire des producteurs de grande taille. Le code LFC&R utilise une nouvelle terminologie mais décrit en réalité les caractéristiques des réserves actuelles et leurs impacts sur le marché. Le président du WG System Operation informe enfin que la rédaction d'un nouveau projet de code démarre en Q1 2014 au sein d'Entso-e sur la thématique « emergency restauration ».

Le représentant de GABE demande si les gestionnaires de closed distribution systems (CDS) sont assimilés à des gestionnaires de réseau de distribution dans le code OP&S. Selon le président du WG System Operation, ce code se focalise sur des aspects transfrontaliers et les clients industriels ne devraient pas être concernés par ce code précis. Quant au code LFC&R, le représentant de GABE demande s'il permettra encore le réglage de la fréquence par les charges selon les méthodes Elia actuelles. Le président du WG System Operation confirme que les principes retenus dans les codes LFC&R et balancing permettent la participation des charges, même si le design des produit devrait peut-être être adapté à la marge dans certains cas. Le représentant d'Ores rappelle que le produit 'dynamic profile' est prévu dans les codes européens. Quant au code DCC, il s'impose aux gestionnaires de CDS, qui sont assimilés aux gestionnaires de réseau de distribution, sans distinction de caractère privé ou public.

Cela n'est pas le cas pour le code OS qui différencie les échanges d'infos selon les acteurs (gestionnaire de réseau de distribution ou client industriel).

Ensuite le président du WG System Operation donne des informations sur le Winter Outlook 2013-2014 publié en novembre 2013 par Entso-e (https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/newssingleview/article/entso-e-winter-outlook-201314-and-summer-review-2013/?tx_ttnews%25255BbackPid%25255D=28&cHash=3ddce6761610a86d40fe1f58319e2a4f).

Cette évaluation du prochain hiver montre une situation moins tendue en Belgique que pour l'hiver 2012-2013, vu le retour des tranches nucléaires, même si on note une diminution de la présence des unités conventionnelles (-800MW). Par ailleurs, il n'y aurait pas de difficulté à importer l'énergie nécessaire des pays voisins, en cas de météo hivernale standard. En cas de production trop importante en Belgique début janvier, les pays voisins seront capables d'absorber ces flux. Enfin, Elia relance le processus de suivi et d'informations en temps réel et de prévisions d'éventuelles pénuries, via son site web.

A la question d'un représentant de FEBEG demande si le scénario de production reprend les PV, Elia précise qu'il s'agit d'une simulation de la pointe hivernale du soir avec production de vent mais sans PV.

Le président du Users Group précise néanmoins que, si la situation globale est actuellement positive en Belgique et dans les pays voisins, cette situation se dégradera pour l'hiver 2014-2015. En effet, la centrale de Doel 1/2 et plusieurs STEG seront alors fermées. Les TSOs étrangers enregistrent les mêmes signaux de fermeture d'unités de production pourtant nécessaires en hiver. Ce contexte et les réponses à y apporter, notamment avec le Plan Wathélet, est discuté au sein du groupe Magritte. L'approche annuelle arrive à ses limites et doit être remplacée par une approche pluriannuelle et à long terme. Un représentant de FEBEG confirme cette perspective et soutient le message d'Elia et des producteurs européens. Un représentant de FEBEG souligne également que certains aspects du Plan 'Wathélet' – par exemple la limitation de la fermeture des centrales – découragent les investissements, plutôt que les stimulent.

Un autre représentant de FEBEG demande quelle sera la situation de la capacité d'interconnexion avec les Pays-Bas en 2016. Elia s'engage clairement à ce qu'au moins 3.500MW soient disponibles, même si des moments critiques pourraient encore arriver. Il faut aussi noter que le cadre légal et réglementaire est difficile.

3. WG Belgian Grid

a) Statut des travaux en cours (réunion du 19 novembre 2013)

David Zenner, président du WG Belgian Grid, rapporte les discussions de la réunion du 19 novembre 2013 (v. présentation « Feedback WG Belgian Grid »). Elia a présenté la méthodologie de calcul PROBA qui vise à faire évoluer l'approche déterministe classique utilisée en planification de réseau vers une approche probabiliste.

Les résultats de ce prototype de calcul devraient être disponibles début 2014 car il est actuellement en phase de tests avec le partenaire universitaire du projet. Elia a aussi donné l'aperçu des projets actuels d'investissements transfrontaliers (qui renforcent (in)directement les frontières) et de leurs impacts en termes de capacité à allouer au marché. Ce point sera développé ci-après.

Le WG Belgian Grid a aussi discuté du processus de travail à mettre en place pour réaliser la révision du règlement technique fédéral et des thèmes prioritaires à traiter. Il

a été convenu d'attendre, avant de lancer ce chantier, l'évolution des codes européens puisqu'ils auront un impact considérable sur le règlement technique fédéral.

Un nouveau sujet de réflexion a démarré, qui porte sur la gestion du portefeuille de clients d'un ARP qui deviendrait défaillant subitement. Ce cas de figure peut se présenter lors d'une faillite d'ARP ou s'il est suspendu avec effet immédiat, comme prévu dans certains cas graves par le contrat ARP. Il faudra tenir compte du fait que, de manière générale, les contrats prévoient que le client industriel ou le gestionnaire du CDS reprend le rôle d'ARP et de détenteur d'accès ou, à défaut, voit son accès au réseau suspendu.

Enfin, le WG Belgian Grid a poursuivi la révision du règlement d'ordre intérieur et de la liste des membres, sur base des éléments identifiés lors de la dernière réunion plénière du Users Group.

b) Investissements dans les capacités d'interconnexions

A la demande du Users Group, Elia présente à nouveau l'état actuel des projets d'investissements transfrontaliers prévus afin de renforcer nos frontières à l'horizon 2020 (v. présentation « Développement du réseau interconnecté »). Ces travaux sont soit réalisés directement sur une liaison d'interconnexion, soit ont lieu au sein du réseau d'Elia et donc améliorent indirectement la capacité transfrontalière à allouer au marché. Elia présente aussi les résultats de l'étude coûts-bénéfices de chaque projet de renforcement du réseau disponible à ce stade (partielle) : on a estimé le coût total du projet, son apport pour le welfare global des deux pays concernés et l'estimation actuelle de l'impact sur la capacité physique des échanges transfrontaliers.

Un représentant de FEBELIEC considère que le projet BRABO n'apporte rien au marché belge sans l'installation des PST qui est encore à l'étude. Elia précise sur ce point que le second PST de Zandvliet amène de la capacité supplémentaire, jusqu'aux limites physiques de la liaison. Il faut différencier la capacité physique et la coordination requise pour attribuer cette capacité. Le président du Users Group précise au représentant de FEBELIEC que les Pays-Bas sont motivés à augmenter leur capacité d'exportation vers la Belgique afin de renforcer leur sécurité de réseau, surtout dans le cadre du futur couplage de marché en flow-based. On constate que les flux augmentent à la frontière nord. Le représentant de FEBELIEC demande si la sécurité de la Belgique est étudiée sans recours à la capacité d'importation. Le président du Users Group rappelle que, à l'horizon 2016, 3.500MW d'importation sont prévus. Pour un même volume, la convergence des prix augmentera sur le marché CWE.

Le représentant de GABE demande quelle sera la capacité commerciale d'importation sur la liaison Avelin-Avelgem lorsque les deux ternes seront renforcés, en tenant compte des flux physiques sur cette liaison. Il rappelle que le but initial des PST était de pouvoir limiter les 'loop flows' et assurer que les flux physiques correspondent globalement aux nominations commerciales. Quel serait l'intérêt purement belge de renforcer la frontière nord, alors que les échanges commerciaux avec la France sont préférables et que le réseau belge dispose de PST pour influencer les flux ?

Elia rappelle que la capacité d'importation globale pour le marché belge est actuellement de 3.500MW, vu les contraintes dynamiques du réseau.

Le président du Users Group précise que ces travaux sur la frontière nord sont requis de manière urgente pour sécuriser l'approvisionnement de la Belgique, ce qui ressort de plusieurs études internationales. Les zones de production sont à présent situées dans le nord-est de l'Europe et les flux descendent, via la Belgique, vers les zones de consommation situées plus au sud. Il précise que, pour la sécurité d'alimentation, la

capacité physique (en tenant compte de tous les critères de sécurité) est essentielle, même si la nomination sur la frontière concernée est limitée à une valeur inférieure à cette capacité physique. La différence entre flux physique et nomination sera compensée par les nominations sur les autres frontières. En hiver, la France pourrait devenir une importatrice nette via l'ensemble de ses frontières. Dès lors, il ne s'agit pas seulement de garantir la sécurité allemande mais celle du marché belge : si on ne peut pas importer du sud, la Belgique pourrait manquer jusqu'à 4.500MW en hiver en absence de production éolienne et photovoltaïque. Par contre, en situation normale, augmenter la capacité commerciale de la frontière sud est intéressant pour le marché belge.

Quant aux PST, leur utilisation est limitée en cas de flux dominants. Ces transformateurs pourraient déclencher en cas d'usage dépassant leur capacité à des plots extrêmes.

Les membres du Users Group décident d'approfondir cette discussion sur l'usage des PST et l'évolution des flux transfrontaliers, en groupe de travail. Il faudrait évaluer les valeurs de capacité d'importation commerciales et physiques. Les WG System Operation et Belgian Grid organiseront une réunion commune. Un membre de FEBEG confirme l'importance de la discussion, avec la fermeture programmée du nucléaire et les besoins accrus de capacité d'importation.

Un représentant de FEBELIEC oriente ensuite le débat sur l'analyse coût-bénéfice, qui pourrait intégrer les impacts du projet sur des frontières tierces. Elia précise que la CBA actuelle est calculée par projet mais pour tous les pays concernés.

Un représentant d'ODE demande quel est l'impact de ces projets et du CBA sur les tarifs. Un représentant de FEBELIEC précise qu'ainsi le prix de marché de gros diminuerait mais que les tarifs augmenteraient... Les acteurs de marché paieraient donc le TSO pour un avantage économique du marché. Le président du Users Group précise que, suite aux travaux de renforcement, la rente de congestion perçue par les TSOs diminue en général sur ces frontières. La rente de congestion est en général faible, par rapport aux revenus des tarifs ; elle est répartie entre les TSOs concernés et chacun réalise les travaux requis. Il existe actuellement des discussions au sein d'Entso-e sur l'avenir de la rente de congestion, notamment sur base des simulations en flow-based. La CREG contrôle de près la rente de congestion et son usage par Elia.

4. Task Force Balancing & Experts Group

Emeline Spire, présidente de la TF Balancing, expose les derniers développements dans le processus de contractualisation des services auxiliaires pour 2014 (v. présentation « Feedback from TF Balancing »). Elia a publié les résultats des appels d'offres sur son site (volumes et prix moyen des achats annuels). La publication du prix moyen par type de réserve est, pour certains produits, remplacée par une plage contenant ce prix moyen, pour préserver la confidentialité. Le marché des services auxiliaires est en effet de petite taille, et la publication de certaines informations de prix peut dans ce cas être contre-productive pour le fonctionnement du marché.

Un représentant de FEBELIEC et le représentant de GABE s'étonnent du prix de la réserve ICH. Selon la présidente de la TF Balancing, ce prix représente une moyenne et peut donc être légèrement différent selon les périodes temporelles. Il est difficile de le comparer avec d'autres produits, puisqu'ils ont tous des caractéristiques propres.

Le processus relatif aux produits ICH et R3DP sont clôturés, avec approbation de la CREG tant des offres que des modifications du contrat ARP, nécessaires pour mettre en œuvre le R3DP. Elia tient à remercier tous les acteurs de marché qui ont contribué à faire un succès du lancement de ce nouveau produit. La TF Balancing a réalisé un

premier débriefing du processus d'appel d'offres du R3DP. On a eu des propositions pour améliorer le processus, en particulier pour améliorer le processus de préqualification et la qualité de l'information temps-réel communiquée aux ARPs. Il existe aussi une demande pour augmenter le volume de réserve alloué au R3DP. La première année de lancement sera l'occasion pour améliorer la gestion de ce produit.

Un représentant de FEBEG demande où trouver de l'information sur le sourcing à court terme, en particulier concernant le processus de sélection des offres. La présidente de la TF Balancing se réfère à un document en cours de publication sur le site (NDLR: document publié le 6/12/2013 <http://www.elia.be/en/grid-data/extranet-for-customers/STAR>). Les règles de sélection sont simples: l'algorithme combinatoire minimise le coût total des réserves achetées, en tenant compte des conditions des offres. Un second tour d'enchères est possible pour améliorer l'optimum mais est limité pour éviter le gaming. La CREG et Elia ont fixé trois critères clairs, qui sont repris dans ce document : volume insuffisant, volume sélectionné trop important (en raison de conditions « all-or-none », sélection comportant des prix extrêmes par rapport au prix moyen. L'atteinte du seuil chiffré fixé par le document pour l'un de ces critères est une condition nécessaire et suffisante pour le lancement d'un second tour d'enchère.

Ce représentant de FEBEG demande aussi si les volumes fixés pour le sourcing court terme peuvent évoluer en cours d'année 2014. Selon la présidente de la TF Balancing, la CREG a donné son aval pour l'année mais évaluera le processus après 6 mois de fonctionnement. Le volet court terme pourrait donc évoluer en cours d'année mais cela compliquerait le planning d'appel d'offres pour 2015. Le président du Users Group appelle donc les producteurs à remettre des offres compétitives afin que le segment court terme puisse augmenter de manière significative à l'avenir si les résultats sont positifs.

La présidente de la TF Balancing présente ensuite un état des lieux des travaux de la réunion du 21 novembre 2013. Elle fait le point sur les nouvelles publications liées au balancing, sur le site web depuis début novembre. Elle rappelle que l'infeed est fondé sur des mesures temps-réel par nature non validées. On note aussi une augmentation de la qualité de la publication du merit order, qui est à présent mis à jour en intra-day.

Par ailleurs, le projet de code européen « Balancing » est entré en phase finale d'approbation au sein d'Entso-e, avant son envoi vers ACER.

Enfin, la présidente de la TF Balancing aborde les suites du projet Elia-TenneT sur le 'balancing cross-border' et le partage des réserves entre les deux hubs. Le projet pilote "Reactive balancing market design with cross-border optimisation of frequency restoration" entre Elia et TenneT a démarré, avec le soutien d'un consultant externe pour gérer ce projet. Une étude des marchés existants a par ailleurs été lancée avec les 4 TSOs allemands ; cette étude devrait être réalisée pour mi-2014. Ensuite, il faudra évaluer si le projet entre Elia et TenneT doit fusionner avec cette nouvelle initiative ou si la phase d'analyse doit être poursuivie.

5. Perturbations sur le réseau électrique belge

David Zenner, président du WG Belgian Grid, fait le point sur les incidents que le réseau Elia a connu en octobre et novembre 2013, ainsi que sur le contexte général de la qualité du réseau Elia (v. présentation « Power Quality & Recente incidenten »).

Des incidents ont eu lieu dans les postes à haute tension de Machelen (24/10) et Bruegel (13/11). Ces incidents ont généré des creux de tension importants qui ont été ressentis fortement dans toute la zone, notamment par la distribution et certains industriels dont les protections ont déclenché.

Les deux incidents ont eu lieu dans des postes en restructuration totale. Le président du WG Belgian Grid relève que la phase de reconstruction des postes est une période à risque car lors de cette transition, les systèmes peuvent démontrer une fiabilité réduite (propre à la transition même d'anciennes installations vers les nouvelles).

Toutefois, ces incidents restent relativement rares et tendent à diminuer de manière globale, ainsi que le montre les statistiques d'évolution du facteur 'AIF' (average interruption frequency).

Le représentant de GABE demande comment un incident triphasé peut se produire dans un poste GIS où chaque phase est isolée. Le président du WG Belgian Grid relève que c'est malheureusement possible lorsque le problème de mauvais fonctionnement se situe sur les trois phases. Le temps d'élimination du défaut était relativement long car lors de la transition certaines protections étaient hors service, ce qui est nécessaire afin de pouvoir réaliser cette transition.

Un représentant de FEBELIEC rappelle que ces incidents posent un souci aux entreprises qui déclenchent, surtout qu'elles ne recevront pas d'indemnisation pour les dommages subis. Est-ce que l'occurrence de ces situations risque d'augmenter ? Le président du WG Belgian Grid relève que les travaux de remplacement de poste sont des périodes délicates. Le risque est accru lors de ces travaux alors qu'ils sont essentiels pour le bon fonctionnement du réseau. Le président du Users Group note qu'Elia essaye sans cesse d'améliorer la gestion de son réseau et qu'elle regrette ces incidents.

Le représentant de FEBELIEC demande aussi comment les industriels sont prévenus du risque de déclenchement puisque ces travaux durent durant des mois. Elia précise que tous les utilisateurs de réseau raccordés en haute tension sont informés des travaux dans leur zone d'impact et qu'Elia collabore avec eux pour déterminer un planning optimal s'ils sont directement impactés.

Le représentant de GABE rappelle son intervention en Conseil Général de la CREG, où il précisait que les industriels ne souhaitent pas le tarif minimum mais le tarif optimal, grâce auquel ils peuvent disposer du meilleur rapport 'qualité-prix' notamment sur l'entretien du réseau et les investissements. En effet, chaque creux de tension dans le réseau créant de grosses difficultés aux industriels, éviter la multiplication de ce type de défauts justifie un tarif légèrement supérieur.

6. Enquête « Demand response » – Analyse des résultats

Elia présente les résultats de l'enquête relative au potentiel de charges délestables qui pourraient être mises à disposition auprès d'Elia par les utilisateurs du réseau Elia (v. présentation « Survey Demand response – Results »). Cette enquête a été lancée avec le support de FEBELIEC et EnergyVille dans le cadre du Plan Wathélet.

L'enquête s'est avérée être un succès avec un taux de réponse qui couvre 13,6% de la consommation belge de 2012. Il semble que la plupart des répondants sont familiers avec la gestion de la demande et plusieurs offrent déjà actuellement de la flexibilité au marché. Le potentiel de flexibilité identifié serait de 134MW, surtout pour des temps de réaction longs (de 1 à 24h), en day-ahead et sur base d'accords contractuels ad hoc. Ce volume n'est pas utilisé actuellement par les industriels pour optimiser leurs coûts envers les ARP ou Elia.

Le représentant d'EFET s'étonne de ce potentiel long terme et se demande pourquoi il n'est pas déjà utilisé. Serait-ce en raison d'une préférence pour un paiement fixe ou

pour une combinaison de fixe et de variable... Pour Elia, les réactions reçues lors de l'enquête ne permettent pas d'y répondre précisément.

Un représentant de FEBELIEC confirme l'intérêt de cette enquête, qui a mis en évidence un potentiel de 'demand response', sauf sur l'horizon de temps 15min (où la flexibilité réactive est déjà utilisée pour Elia). Il précise que la flexibilité devrait alimenter les marchés de balancing intraday et day-ahead, avec un signal adéquat, via les ARPs, BSPs ou en direct. Ceci permettrait de diminuer la nécessité pour Elia d'intervenir en temps réel. Il faut toutefois comprendre que, pour beaucoup d'entreprises, proposer cette flexibilité de quelques MW représente des contraintes accrues pour un faible gain. Cependant, comme ils seraient utiles pour le balancing, il faut trouver des moyens opérationnels efficaces pour les récupérer et qui ne requiert pas d'investissements de leur part.

Le représentant d'EFET demande comment coordonner économiquement les différents types de produits (bid ladder, demand side management, produits de réserve classiques, produits 'capacity based'...). Ne faudrait-il pas prévoir un prix d'activation pour le demand side management ? La présidente de la TF Balancing précise qu'il faut différencier les produits Elia, qui ont un « composant énergie » plus ou moins important. Le driver de paiement doit rester la nature du besoin à couvrir et les exigences du produit considéré. Un représentant de FEBELIEC complète ce point en rappelant que la valeur de quelques MW de flexibilité est faible et que les industriels ne veulent pas investir pour si peu. Comment mettre alors en place un mécanisme de rémunération de la capacité dans ce contexte...

Le représentant d'EFET demande aussi comment organiser en pratique le demand side management ? Elia précise qu'elle se fera sur un 'merit order' similaire à celui prévu pour la production, basé sur le coût marginal de l'unité.

Le représentant de GABE fait remarquer que la terminologie 'demand side management' n'est pas idéale dès lors que les consommateurs décident de leur comportement et de leur réponse éventuelle à un prix de marché ou à un appel d'offres d'Elia. Il note aussi que les produits existants ont encore une marge de progression, comme l'a montré l'appel d'offres R3DP ou R1: le potentiel était supérieur aux MW retenus. Il rappelle qu'une réunion annuelle entre Elia et les acteurs offrant du produit ICH devrait être organisée, pour tirer les leçons du fonctionnement de ce produit et en accentuer le potentiel. Elia pourrait accepter une légère augmentation de son prix pour disposer d'une plus grande quantité. Ce serait plus économique que de faire appel à de nouveaux fournisseurs.

Un représentant de FEBEG souligne que le prix actuel ne lui paraît pas très attractif et que des prix plus hauts plus volatiles sont nécessaires pour pouvoir valoriser la flexibilité.

Un représentant de FEBELIEC relève qu'il ne faut pas perdre de vue la sécurité d'approvisionnement et les tendances prévues. Le phénomène va en s'accroissant. Le prix de l'énergie devrait augmenter considérablement. Les besoins actuels correspondent en effet à une pointe significative (jusqu'à 1000 MW) durant environ 100h par an.

Le représentant de FEBELIEC relève une autre difficulté pour les industriels qui voudraient offrir de la flexibilité : ils doivent tenir compte de leur contrat de fourniture d'électricité, qui pourrait les empêcher d'offrir leur flexibilité sur le marché day-ahead. Participer au marché pourrait aussi perturber leurs historiques de consommation, qui sont à la base de leur prix de fourniture. Les discussions potentielles entre les industriels et leurs fournisseurs seront importantes avant que ce potentiel soit libéré.

Enfin, la présidente de la TF Balancing relève qu'il est délicat de comparer des produits très différents tels que l'ICH et la flexibilité, par exemple le R3DP. Il existe aussi un effet de substitution qui implique qu'ils ne peuvent être remplacés « 1 pour 1 », vu leurs impacts et caractéristiques respectifs. On ne peut donc pas identifier correctement ce gisement de volumes de flexibilité liés à des processus industriels en se basant totalement sur les produits existants.

7. Règlements REMIT & Transparence – Présentation

Elia présente les développements liés à la réglementation européenne en matière de transparence des données fondamentales et le règlement REMIT (v. présentation « Transparency Regulation & REMIT Regulation »). Le règlement n°1227/2011 REMIT d'octobre 2011 ne doit pas être confondu avec celui sur la transparence (n°543/2013), même si leurs champs d'application se recoupent quelque peu.

L'objectif de REMIT est, d'une part, que l'acteur de marché publie l'information privilégiée qu'il possède et qui est susceptible d'influencer les prix du marché de l'électricité (par exemple, les unités de production qu'il est prévu de fermer ou de mettre sous cocon). Elia n'est donc pas responsable de la publication de ce type d'information, qui appartient à d'autres acteurs de marché, mais elle peut l'aider à remplir cette obligation de publication. D'autre part, REMIT impose aussi à chaque acteur de communiquer les informations concernant ses transactions à ACER afin que l'agence puisse remplir adéquatement son obligation de surveillance du marché. Ces données nécessaires au reporting seront définies par la Commission européenne dans un document à publier fin 2013.

Le règlement « transparence » n°543/2013 de juin 2013 organise la publication de données fondamentales du marché de l'électricité, sur une plateforme européenne centrale hébergée par Entso-e. Les données nationales sont communiquées à cette plateforme par l'intermédiaire des TSOs, qui centralisent les données fournies par les acteurs de marché. Ces derniers restent responsables de la qualité et du timing de fourniture de ces données. Notons que les données relatives au balancing sont déjà publiées en grande partie par Elia (<http://www.elia.be/en/suppliers/purchasing-categories/energy-purchases/Ancillary-Services-Volumes-Prices>). Les données fondamentales publiées sur la future plateforme Entso-e seront transférées à ACER comme prévu par le règlement REMIT.

A la demande d'un représentant de FEBELIEC, Elia précise que la publication des arrêts (planifiés ou non planifiés) d'unité de consommation n'intervient que lorsqu'il y a une différence au minimum de 100MW sur la consommation du client. Le représentant de GABE relève que REMIT ne rend pas compte de l'information des consommateurs liée à la flexibilité et aux services auxiliaires ICH. Elia précise que la plateforme européenne d'informations fondamentales, peut servir comme back-up pour la publication d'information obligatoire selon REMIT (exemple : les arrêts planifiés ou non planifiés). On attend encore la publication de nouvelles guidelines par ACER afin de déterminer le scope exacte des données à communiquer dans le cadre de REMIT mais ce serait en effet prudent de tenir compte de ce volet qui influence également le marché. Par ailleurs dans le cadre du règlement transparence n°543/2013, Elia a déjà eu de nombreuses discussions avec les acteurs de marché concernés.

8. Révision du règlement d'ordre intérieur & composition du Users Group – Présentation et approbation

Le projet de règlement d'ordre intérieur (le ROI) a été adapté depuis la dernière réunion du Users Group, notamment sur la procédure de gestion des consultations du

Users Group. Elia a reçu quelques commentaires à ce propos avant la réunion. Le texte doit être adapté sur les points suivants :

- Le Users Group comprend que le ROI s'adresse uniquement aux membres du Users Group. Le processus de consultation s'adressant parfois à un public plus large, selon les documents soumis en consultation, il faudrait préciser que le même processus de consultation s'applique aux autres interlocuteurs consultés et qu'ils peuvent, par exemple, être invités aux réunions d'information organisées lors d'une consultation.
- Les membres du Users Group retiennent la proposition de FEBELIEC de donner un maximum de transparence aux réactions individuelles communiquées lors d'une consultation, sauf demande expresse de confidentialité par le membre concerné (procédure type Entso-e) et suppression de référence à des prix, coûts, etc.
- Durée de consultation : elle doit rester de 30 jours sauf urgence motivée dans des cas exceptionnels. Il peut s'agir par exemple de contraintes de temps venant des autorités. Dans les cas où le délai ordinaire de consultation doit être raccourci, il convient d'en informer les membres du Users Group par mail et de proposer un délai raisonnable par rapport à l'urgence sur lequel les membres du Users Group peuvent éventuellement réagir.
- Clôture de la consultation : le texte du ROI doit être complété sur le fait que les membres du Users' Group ne peuvent émettre de nouvelles remarques envers Elia une fois la période de consultation achevée.

La liste des membres composant le Users Group est approuvée ; elle tient compte de l'évolution du secteur et d'une représentation équilibrée pour chaque catégorie de membres du Users Group.

Une version finale du règlement d'ordre intérieur sera soumise à l'approbation du Users Group lors de la prochaine réunion.

9. Divers - "Call for an Energy Pact – Beyond 2020"

Le président du Users Group présente le contexte du "Plaidoyer pour un pacte énergétique" ("Call for an Energy Pact – Beyond 2020") présenté lors du Stakeholders Day de novembre. L'exercice est encore en cours et plusieurs réactions ont été reçues, qui seront un input pour les initiatives en cours.

Plusieurs membres du Users Group relèvent que ce sujet doit certainement être suivi par d'autres initiatives, notamment pour communiquer aux autorités les réactions reçues. Il faudrait aussi impliquer les membres du Users Group dans cette discussion. Le Users Group est l'organe de concertation avec les différentes catégories d'utilisateurs du réseau et les acteurs actifs sur le marché belge de l'électricité, c'est-à-dire le forum naturel pour discuter de ce type de problématique.

Le représentant d'ODE souligne l'intérêt de cette démarche et salue l'initiative prise par Elia ; il précise aussi que si tout le monde semble d'accord sur le but à atteindre à cet horizon, il n'en va pas de même pour les moyens à mettre en place pour atteindre cet objectif. Un représentant de FEBEG fait remarquer que la proposition doit encore être discutée au sein de la fédération.

Le président du Users Group conclut qu'Elia poursuivra l'exercice au cours duquel les suggestions des membres du Users Group sont bienvenues.

* * *

Dates des réunions en 2014

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

20/03/2014

05/06/2014

25/09/2014

11/12/2014