

Work Group Belgian Grid

Réunion du 2 février 2015

Présents: W. Aertsens (INFRABEL)
J.-P. Bécrot (GABE)
J.-P. Boydens (COGEN VLAANDEREN)
P. Claes (FEBELIEC)
N. De Coster (ORES)
A. Detollenaere (ODE)
B. De Wispelaere (FEBEG)
Y. Foste (FEBEG)
W. Gommeren (BECI)
B. Gouverneur (Synergrid)
S. Harlem (FEBEG)
N. Laumont (EDORA)
M. Malbrancke (INTERREGIES)
B. Massin (EFET)
G. Meynckens (FEBELIEC)
N. Pierreux (Belpex)
L. Platbrood (FEBEG)
S. Spoelders (EFET)
J-F. Williame (FEBEG)

D. Zenner, I. Gerkens, B. De Wachter (ELIA)
C. Bastiaensen, P. Buijs, G. Maes, J. Sprooten (partiellement, ELIA)

Excusés: F. Van Gijzeghem (ODE)

Agenda

1. Approbation des projets de rapport du 11/09/2014 et 02/12/2014
2. Transposition des Codes de réseaux européens - RfG & DCC
 - 2.1. Etat des lieux – Présentation des enjeux
 - 2.2. Prochaines étapes
3. Tarifs 2016-2019 – Méthodologie tarifaire : évolutions
4. Estimation Réserve Stratégique 2015-2016
5. Divers - Agenda de travail pour 2015

1. Approbation des projets de rapport du 11/09/2014 et 02/12/2014

Le WG Belgian Grid adopte le projet de rapport du 11/09/2014, tel qu'amendé par FEBEG et par COGEN Vlaanderen, sans autres remarques. Les membres du WG Belgian Grid pourront formuler des remarques sur le projet de rapport du 02/12/2014 pendant les prochaines semaines, pour qu'il puisse être soumis à approbation à la prochaine réunion plénière du Users' Group (le 19 mars).

2. Transposition des Codes de réseaux européens - RfG & DCC

Elia présente l'état des lieux des 10 codes de réseaux en cours de développement au niveau européen et les enjeux de leur transposition dans le régime juridique belge, ainsi que les étapes de travail en 2015 pour démarrer cet exercice de transposition (voir présentation « Transposition of EU Network Codes » ; http://publications.elia.be/upload/UG_upload/7IU0GGXJC3.pdf).

Le focus est mis sur les codes européens liés au raccordement qui démarrent prochainement leur trajet en 'comitology' (NC RfG et DCC). L'entrée en vigueur de ces codes est actuellement prévue pour 2018. Plusieurs aspects de ces codes concernent directement les utilisateurs du réseau et les TSOs, et certaines règles requièrent une discussion approfondie afin de savoir comment les mettre en œuvre ou les formuler en Belgique.

Elia liste les sujets identifiés dans les NC RfG et DCC pour lesquels une discussion en Users' Group devrait dégager une vision commune. Sur certains sujets, le Users' Group pourrait aussi développer un point de vue officiel. Les sujets sont très variés, définis de façon à être les plus indépendants possibles les uns des autres même si, dans certains cas, ils sont communs aux deux projets de codes. Dans certains cas, des liens sont présents entre les sujets. Ainsi, la définition des catégories d'utilisateurs concernés par les règles du RfG a un gros impact sur le degré d'exigences qui leur est imposé et l'interprétation globale à donner aux codes. Ces aspects doivent être pris en compte pour l'ordonnancement des sujets à traiter. De plus, il est important de se rappeler que les codes européens ne traitent que des sujets ayant des impacts transfrontaliers (y compris l'intégration du renouvelable) et que les autres exigences nationales doivent être conservées dans les règlements techniques existants.

Dans les codes, on voit aussi apparaître des sujets peu abordés dans la réglementation nationale existante en Belgique, comme les règles de vérification et les procédures de tests.

Elia clarifie enfin le processus de monitoring de la transposition prévu dans lequel ACER joue un rôle important. Il y aura un retour d'informations et d'expériences vers les régulateurs nationaux en cas de déviation non justifiée constatée au niveau national.

Le représentant de GABE a plusieurs remarques sur le processus de transposition. En premier lieu, les codes considèrent que la demande reprend aussi bien les réseaux de distribution que les sites consommateurs qui peuvent contenir des « Closed Distribution Systems » (CDS). Ces réseaux de distribution peuvent imposer des spécifications aux utilisateurs y connectés; les CDS doivent aussi pouvoir le faire. Ainsi, le NC RfG impose des spécifications aux unités de production connectées aux deux types de réseaux de distribution. Il est fondamental que le processus de transposition en droit belge (fédéral et régionaux) inclue les gestionnaires de CDS au même titre que les gestionnaires de réseaux de distribution.

Le président du WG Belgian Grid confirme l'importance de ces acteurs et qu'il faudra les intégrer dans les études et analyses.

Il souligne aussi qu'il faut éviter d'imposer des contraintes techniquement irréalistes ou plus sévères que strictement indispensables au système électrique qui augmenteraient significativement les coûts des installations des utilisateurs. Il faut utiliser de façon optimale la limite de la plage de valeurs fixée par le NC pour une spécification. Le choix de ces valeurs pour la Belgique est critique, vu les enjeux techniques et financiers.

Par ailleurs, le représentant de GABE relève que certaines spécifications imposent des contraintes qui dépendent des caractéristiques du réseau amont. Il est indispensable de lier ces spécifications à des garanties de caractéristiques minimales du réseau amont (puissance de court-circuit, qualité de tension,...). Par exemple, la stabilité transitoire en fréquence ou les tensions harmoniques créées par les courants harmoniques

dépendent de la puissance minimale de court-circuit de réseau amont. Sinon, on risque de rejeter des coûts vers l'autre partie : moins le réseau amont est puissant (puissance de court-circuit faible), plus cette spécification va coûter à ses utilisateurs.

Enfin, il demande que les études 'CBA' demandées par les codes, avant d'imposer certaines spécifications aux installations existantes, soient menées avec grand soin. En effet, elles peuvent être très lourdes de conséquences, pouvant entraîner l'arrêt d'installations d'utilisateurs en cas d'impossibilité ou de coût trop élevé de mise en conformité.

Elia appelle les membres du WG Belgian Grid à commenter ce point (planning, sujets, idées et commentaires), afin qu'Elia propose un agenda de travail pour 2015 à la prochaine réunion du WG Belgian Grid. Le président du WG Belgian Grid souligne que les sujets communs à plusieurs codes seront analysés de façon commune dès que possible (par exemple, entre les codes de raccordement et les codes opérationnels). On pourra organiser des groupes de travail ad-hoc entre experts, à mandater par les membres, dont les résultats seront rapportés en WG et en Users' Group plénier.

Un représentant de FEBEG demande comment l'administration et le régulateur national seront impliqués, Elia répond qu'à ce stade, il s'agit d'analyser au sein du Users' Group les sujets à transposer. L'objectif est de dégager des consensus robustes sur les sujets, avant de commencer dans une deuxième phase à voir comment transposer en pratique ces consensus et idées dans la réglementation et les contrats. Le représentant de GABE relève qu'il faudra articuler en droit national des codes applicables directement et les règlements nationaux et régionaux.

Le président du WG Belgian Grid propose de parcourir l'ensemble des sujets pour identifier ceux où le consensus existe dès à présent et ceux qui demanderont plus d'étude et de discussions. Il convient de prendre le temps nécessaire, puisque le planning de transposition est actuellement fixé à 2018, tout en se rendant compte que cela laisse à peine deux ans pour réaliser cet exercice de grande ampleur.

Le président du WG Belgian Grid rappelle au WG Belgian Grid, en réponse à une question du représentant d'INTERREGIES, qu'il est toujours utile que le secteur apporte une vision commune aux autorités et prenne donc l'initiative sur des propositions au niveau des idées et des concepts, qui peuvent ensuite être transposés par les régulateurs et les législateurs concernés.

Un représentant de FEBEG souligne qu'il faudra démarrer par des sujets qui ne sont plus débattus en comitology, comme les paramètres et 'ranges'. Selon le président du WG Belgian Grid, il faudra en effet débiter par les sujets les plus mûrs.

Elia explique enfin que les avis et lignes directrices communiqués par Entso-e sur la transposition des codes seront utiles pour alimenter les discussions sur les paramètres. En pratique, ces lignes directrices seront émises pour recommander les meilleures pratiques connues et diffuser à tous les solutions apportées aux difficultés rencontrées dans le cadre de la transposition nationale. Il ne faut pas attendre ces lignes directrices pour démarrer la réflexion. Entso-e considère que les codes sont suffisamment clairs et qu'en fonction des défis rencontrés lors de la transposition des codes, des documents complémentaires seront rédigés puis diffusés pour aider à réaliser la transposition. Le représentant d'INTERREGIES souligne que les comités consultatifs des stakeholders (Stakeholder Committees) proposés par ACER/ENTSO-E permettront d'impliquer les acteurs de marché dans cette réflexion.

A la demande du représentant d'INFRABEL de disposer des dernières versions des codes en projet, Elia rappelle que les versions publiques officielles sont publiées sur le site web d'Entso-e dédié aux codes: <http://networkcodes.entsoe.eu/>¹.

3. Tarifs 2016-2019 – Méthodologie tarifaire : évolutions

Elia présente l'évolution de la préparation des tarifs applicables à la prochaine période tarifaire 2016-2019 (voir présentation « Vers les tarifs de transport 2016-2019 »; http://publications.elia.be/upload/UG_upload/ZSZULHM9TS.pdf). La présentation décrit les étapes à parcourir en 2015, la structure tarifaire définitive fixée récemment par la CREG, ainsi que le futur tarif pour la pointe annuelle et la notion de puissance mise à disposition nécessaire pour appliquer les futurs tarifs d'accès.

Le président du WG Belgian Grid signale au WG Belgian Grid qu'un courrier a été récemment envoyé aux clients directs d'Elia sur leurs attentes en termes d'évolution des volumes de puissance mise à disposition, par rapport aux valeurs reprises dans le contrat de raccordement. Il est donc intéressant que les fédérations représentant ces clients directs reçoivent des informations à ce sujet.

Le représentant d'EFET demande quels sont les résultats de la consultation organisée en 2014 par Elia et comment les remarques reçues à cette occasion ont été intégrées dans la méthodologie tarifaire. Elia précise que la méthodologie tarifaire est à présent définitive et a été approuvée en décembre 2014 par la CREG, après une seconde consultation organisée par la CREG. La structure tarifaire est donc fixée définitivement. Elia prévoit une nouvelle consultation du marché au printemps 2015, qui portera sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la proposition tarifaire. Ces éléments déterminants pourraient être l'organisation des pénalités, l'application de tarifs spécifiques, l'interprétation à donner à certaines notions éléments de la méthodologie tarifaire. Le président du WG Belgian Grid précise qu'il faut à présent mettre en œuvre la méthodologie tarifaire qui a été fixée, en utilisant au mieux la marge opérationnelle disponible.

A la question du représentant d'INFRABEL, Elia confirme que le contrat d'accès devra être adapté mais qu'il est encore prématuré de présenter des propositions concrètes de modifications. Ceci sera fait au courant de l'été, sur base des options retenues, donc après la consultation sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans les futurs tarifs. Quant au contrat de raccordement, l'impact des nouveaux tarifs est à analyser plus en détail ; même voir si une adaptation sera nécessaire. Les adaptations contractuelles ne seront pas formellement approuvées avant que la CREG prenne sa décision sur les tarifs, au plus tôt en octobre 2015, mais plus vraisemblablement en décembre 2015.

Le représentant d'EFET souligne que ce timing est trop juste pour les acteurs de marché (fournisseurs, ARP, gestionnaires de réseau de distribution) qui doivent transposer ces décisions tarifaires dans leurs propres relations contractuelles. Le marché aurait besoin pour cela d'une période de deux mois avant l'entrée en vigueur des tarifs. Par exemple, la surcharge pour la réserve stratégique a été communiquée 2 jours avant son entrée en vigueur. Un représentant de FEBEG suggère une solution structurelle à cette difficulté récurrente, peut-être en proposant un protocole de bonne pratique à la CREG.

Selon le président du WG Belgian Grid, Elia peut transférer cette remarque à la CREG mais rappelle que le planning des tarifs est fixé par la loi électricité et qu'Elia ne dispose pas de marge de manœuvre en la matière.

¹ Des versions (plus récentes) de la Commission peuvent être trouvées sur le site : <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes>

La représentante d'EDORA relève qu'un tarif d'accès appliqué éventuellement à l'injection ne doit pas pénaliser le fait d'injecter massivement en heure de pointe. D'autres membres du WG Belgian Grid soulignent qu'avant d'appliquer un tel tarif, il faudrait le calibrer de façon adéquate et étudier de manière approfondie sa pertinence et la façon de le mettre en œuvre. Le président du WG Belgian Grid confirme que si ce tarif devait être appliqué, son design tiendrait compte de ses spécificités par rapport aux prélèvements.

Un représentant de FEBEG demande quel est le lien entre le tarif sur la pointe annuelle et l'accès. Le président du WG Belgian Grid rappelle que le droit à l'accès au réseau n'est pas gratuit et que les frais liés aux développements qu'Elia doit réaliser sur son réseau pour raccorder un client particulier sont entre autres couverts actuellement par les souscriptions. Il faut donc transférer ces coûts dans la nouvelle structure tarifaire, via le concept de tarif pour la gestion de l'infrastructure du réseau (qui comprend le tarif pour la pointe annuelle).

Le représentant de COGEN VLAANDEREN demande quelle pondération existera entre les groupes de clients. Elia lui répond que cet exercice n'a pas encore été réalisé.

Le représentant de GABE demande comment sera prise en compte l'influence de la production locale sur la puissance mise à disposition du prélèvement et de l'injection. Elia précise que le contrat de raccordement fixe les valeurs d'injection et de prélèvement du point d'accès, qui peuvent être différentes.

Le représentant de GABE souligne qu'il convient de faire attention en fixant les valeurs respectives annuelles, mensuelles et journalières. A cause de l'activation d'une charge SDR, la pointe annuelle pourrait dépasser la puissance que l'utilisateur du réseau aurait consommée à un autre moment, pour compenser cette activation. Cela pourrait entraîner un surcoût non négligeable dans cette offre de SDR, qui tient compte de l'impact de ce dépassement de puissance durant un an. On pourrait par exemple fixer une valeur annuelle basse ou immuniser le volume de consommation ayant un statut SDR.

Le représentant de GABE demande aussi si l'immunité de 1.000h pour déclenchement pour la production locale disparaît, car l'impact annuel peut être élevé. Qu'en sera-t-il des déclenchements de turbo-alternateurs ? Il faudrait immuniser les termes « Puissance de pointe annuelle » et « Dépassement de Puissance apparente mise à disposition » des suppléments de puissance causés par des déclenchements d'unités de production locale durant les premières centaines d'heures de déclenchements.

Le représentant de FEBELIEC propose de définir les plages horaires liées à la SDR qui serait activée hors heure de pointe, car elle aura un impact sur la puissance mise à disposition.

Le président du WG Belgian Grid note qu'Elia analysera les remarques intéressantes émises par les membres du Users' Group pour finaliser la proposition tarifaire. Il précise que le type de point d'accès aura aussi une influence sur le tarif d'accès: par exemple, on ne comptera pas deux fois la totalité de la puissance mise à disposition, si un site dispose d'un accès redondant. Le tarif sera différent pour la réservation et pour l'usage. Par contre, la pointe annuelle sera calculée par point d'accès.

Le représentant de GABE demande comment un client peut déclarer de façon adéquate la quantité de puissance dont il aura besoin au cours de la période tarifaire, s'il a des projets de développement à moyen terme, alors que les tarifs ne sont pas encore connus au moment de faire cette déclaration. Selon le président du WG Belgian Grid, il y aura une certaine flexibilité pour adapter le volume de puissance mise à disposition

après la communication des nouveaux tarifs, dès lors que cette situation ne concerna probablement que peu de cas.

Le président du WG Belgian Grid confirme à la représentante d'EDORA que ce processus concerne en théorie aussi les clients purement injecteurs. Quant aux points d'interconnexion avec les réseaux de distribution, le concept de puissance mise à disposition existe déjà (le Snom), qui se base sur la puissance techniquement installée. Il n'est pas prévu d'adapter cette notion.

Le représentant de FEBELIEC demande des précisions sur le processus pour fixer les valeurs de la puissance mise à disposition. Il faut connaître le mécanisme de pénalité pour tenir compte de façon correcte des informations communiquées par les clients, alors que ces données sont communiquées seulement à titre indicatif.

Le représentant de GABE insiste sur le fait qu'il faut prévenir tous les détenteurs d'accès que toutes les souscriptions seront supprimées à partir de décembre 2015. En effet, les plannings de maintenance sont par exemple réalisés en tenant compte des souscriptions. Les souscriptions sont également faites en cours d'année et la période couverte ne s'arrête pas nécessairement au 31 décembre 2015.

Le président du WG Belgian Grid remercie les membres pour ce débat et les réactions toujours utiles. Il rappelle qu'en avril – mai, on aura une vision plus précise sur les futurs tarifs. A ce stade, il s'agit d'une première communication forcément incomplète. Le sujet sera donc encore traité en WG Belgian Grid, au cours des prochaines réunions. Le représentant de FEBELIEC souhaite à cet égard de pouvoir discuter du tarif d'intégration de marché, en particulier la prise en compte dans ce tarif des revenus des congestions transfrontalières.

4. Estimation Réserve Stratégique 2015-2016

Elia présente les résultats des estimations du volume nécessaire pour la réserve stratégique, réalisées pour satisfaire aux critères LOLE fixés dans la loi électricité (voir présentation « Adequacy calculations for Belgium - Strategic reserves volume » ; http://publications.elia.be/upload/UG_upload/BG3KPBOHX4.pdf). Pour déterminer ce volume, un modèle probabiliste calcule, pour la totalité de l'horizon temporel et pour chaque heure de l'année, la probabilité que la consommation du réseau belge ne soit pas entièrement couverte par le parc de production belge, en tenant compte de l'importation et de l'exportation. Un grand nombre de situations possibles pour les prochaines années ont été établies et prises en compte en combinant les variables stochastiques et les profils historiques.

Elia présente une note qui explique les hypothèses retenues pour le calcul, fixées avec l'administration (voir « Bijkomende toelichting - Volume Strategische Reserves Winter 2015-2016 » ; http://publications.elia.be/upload/UG_upload/6LGWBPT1EF.pdf). On s'est basé notamment sur l'annonce de fermetures d'unités de production pour un total de 1.650 MW (centralisées et décentralisées) entre 2014/2015 et 2015/2016. Les résultats sont liés aux hypothèses et ne peuvent être interprétés que dans ce cadre de référence. Si on modifie les hypothèses, cela aurait un impact direct sur les résultats, surtout en cas de volumes importants.

Aux remarques du représentant de FEBELIEC et d'INFRABEL, Elia confirme qu'une des hypothèses retenues est de limiter la capacité d'importation de la Belgique de 3.500 MW à 2.700 MW pendant les heures très critiques pour la sécurité d'approvisionnement. Cette proposition se base sur les modifications structurelles constatées dans les flux d'énergie dans le réseau CWE pendant les pointes hivernales, ainsi que les difficultés accrues d'achat d'énergie avec la fermeture de centrales dans les pays proches de la

Belgique. Elia rappelle le rapport de sécurité d'approvisionnement de RTE, qui montre que la France sera confrontée à un déficit de capacité à partir de l'hiver 2015/2016, le rapport de sécurité d'approvisionnement de TenneT, qui indique que le surplus de capacité diminuera considérablement les années suivantes, et la fermeture programmée d'unités en Allemagne.

La Ministre a suivi sur ce point la proposition d'Elia pour établir le volume de réserve stratégique, en fixant des valeurs dépendant du retour ou non de T2 et D3 pour le prochain hiver.

Elia précise aux membres du WG Belgian Grid que le résultat probabiliste est exprimé uniquement en volume et non en chiffres LOLE. En effet, pour les volumes d'une telle ampleur, les chiffres LOLE sont très sensibles à un grand nombre de paramètres, parmi lesquels figurent le climat et l'évolution de la demande, ainsi que le degré de réalisme/pessimisme des hypothèses prises. Le représentant de BELPEX regrette que les chiffres LOLE ne soient plus communiqués au marché. Le représentant de COGEN VLAANDEREN confirme que le signal de pénurie affiché une semaine à l'avance devrait avoir une influence sur les comportements de consommation, même si on ne connaît pas l'ampleur de cet impact.

Le représentant de BELPEX demande dans quelle mesure le modèle de détermination des besoins en réserve stratégique a intégré l'outil 'flow-based' qui entrera en application ce printemps. On constate une diminution significative des volumes susceptibles d'être importés sur le marché belge, alors qu'on pense que le 'flow-based' apportera des capacités accrues. Le président du WG Belgian Grid rappelle que les volumes importés sont fonction des capacités de production des pays avoisinants et que la capacité de transport des réseaux n'est pas la seule limitation potentielle. Reconnaître quelques heures critiques pour la sécurité d'approvisionnement en période hivernale n'implique en aucun cas un manque de volonté de développer les capacités transfrontalières du réseau de transport.

Le représentant de FEBELIEC souligne que le volume de SDR qui devrait être trouvé, vu les volumes de réserve stratégique fixés par la Ministre est très ambitieux. Le vrai défi sera de motiver les industriels à investir dans les offres de SDR, s'il n'y a pas d'activations en pratique. Ils préféreront probablement offrir cette flexibilité aux fournisseurs et ARPs dans des contrats pluriannuels. La problématique est similaire pour le volume de SGR, vu le déficit de production prévu les prochaines années. Le représentant de GABE confirme que la réaction du marché par rapport au manque de production est problématique et que le Users' Group pourrait réagir par un avis ou une recommandation.

Le président du WG Belgian Grid souligne que l'avis d'Elia est très clair sur ce point et qu'on peut se demander si la réserve stratégique constitue le meilleur moyen de garantir la sécurité d'approvisionnement lorsque les résultats indiquent un tel volume.

Le représentant de BELPEX relève que la SGR est contractualisée sur plusieurs années et qu'il se demande comment une telle unité de production pourrait revenir sur le marché. A cet égard, le représentant de FEBELIEC s'oppose à un tel retour alors que la réservation de la SGR a créé des coûts pour la collectivité. Le représentant de FEBEG se demande pour sa part à qui seraient répercutés les frais d'une unité pour revenir dans le marché.

La représentante d'EDORA souligne qu'elle craint surtout l'effet négatif de la différence entre les messages l'été dernier sur le risque de pénurie et la réalité actuellement satisfaisante. Le président du WG Belgian Grid rappelle qu'on fera un compte-rendu sur l'hiver 14-15 une fois achevé. On bénéficie d'un hiver assez doux, avec une forte production éolienne et solaire, contrairement à l'hiver 2012-2013 qui était très froid. Il

demande aux membres du WG Belgian Grid de lui fournir toutes les informations qui seraient à leur disposition concernant le potentiel de SDR et d'élasticité de la demande.

5. Divers - Agenda de travail pour 2015

Les membres du WG Belgian Grid n'ont pas d'autres points à mettre à l'agenda de travail pour 2015 que ceux déjà évoqués en cours de réunion.

* * *