

Rapport Groupe de travail Belgian Grid

27 Juin 2024

Date **27 Juin 2024**

Organisateur **Jan Voet**

Participant		Organisation	
Aertsens	Walter	Infrabel	P
Artois	Brutus	Eneco	T
Bayart	Pierre	BStor	P
Canière	Hugo	BOP Belgian Offshore Platform	P
Laleman	Ruben	Engie	P
Robbelein	Jo	FOD Economie	P
Van Bossuyt	Michaël	FEBELIEC	P
Van De Keer	Lieven	BSTOR	P
Van den Waeyenberg	Sofie	CREG	P
Van Wynsberghe	Frank	BASF	P
Verhelst	Clara	CREG	T
Waignier	Jean- François	FEPEG	T
Michiels	Marc	VREG	P
Deknudt	Mario	Engie	T
Aertsens	Walter	Infrabel	P
Artois	Brutus	Eneco	T
Bayart	Pierre	BStor	P
Canière	Hugo	BOP Belgian Offshore Platform	P
Celis	Chris	ODE	P

P: Physical

T: Teams

Procès-verbal

Auteur

François Dessain

1. Agenda

- 1.1. EOS/EDS Capacity Reservation: discussion
- 1.2. Grid Losses
 - 1.2.1. Grid losses: % for BRPs for 2025
 - 1.2.2. Procurement method for regional losses and evolution towards DA procurement
- 1.3. Federal Development Plan
- 1.4. Access Contract 2.0
- 1.5. Derogation type A,B,C,D
- 1.6. Type A/B PGM conformity process
- 1.7. AOB (Hosting Capacity Maps)

2. Rapport

2.1. EOS/EDS Capacity Reservation - discussion:

Elia entame la discussion en rappelant que la « design note » déjà présentée lors du précédent WGBG du 29 mars et sur laquelle Elia a continué à travailler entretemps n'est pas figée et peut encore faire l'objet de modifications sur base de feedback reçus des parties de marché. Une des principales nouveautés est l'approche sérielle pour le traitement des demandes.

Ce choix d'une approche sérielle, la durée d'une éventuelle réservation de capacité et l'éventuelle garantie bancaire à apporter suscitent de nombreuses réactions durant la réunion de la part de BSTOR, la CREG, Febeliec Engie, BOP et ODE.

Il ressort des nombreux échanges qu'il n'y a pas encore de consensus sur les 3 questions évoquées ci-dessus. Elia organisera un nouveau workshop durant l'été (ndlr le 28 août).

Un consensus existe toutefois pour dire qu'il ne faut pas que la procédure future puisse :

- Servir à bloquer d'autres projets concurrents ;
- Alimenter une spéculation ;
- Permettre une réservation de capacité sur un ensemble très large de localisations ;

2.2. Grid Losses

Elia présente la méthodologie et les évolutions en termes de couverture des pertes de réseau.

Engie demande des clarifications sur la méthodologie utilisée pour établir les prévisions. 2025 est calculée sur les prévisions 2026 ? Comment se fait-il que les estimations pour 2026 soient en hausse ? Il y a-t-il un changement particulier qui explique cette hausse ?

Elia répond qu'il n'est pas aisé d'isoler un projet particulier comme étant à la source de cette augmentation (p.ex. HTLS parmi d'autres). De manière générale, la consommation est en hausse et le taux d'utilisation des lignes également ainsi que les possibilités d'import/export. Ce qui amène la question de la part du réseau qui est utilisée à des fins de transit. Les pays par lesquels il est transité reçoivent une compensation. Il y a, comme prévu dans les réglementations européennes au niveau ENTSO-E en ce qui concerne le transit, le « inter-TSO compensation mechanism » qui prévoit une

redistribution des coûts liés au transit. Chaque TSO compense les pertes selon le cadre national, puis au niveau européen les coûts liés aux transits sont redistribués entre TSOs, dont le principe est que les TSO transités sont compensés et les TSOs causant des transits paient.

Infrabel demande comment le coefficient de compensation est calculé ?

Elia répond que le coefficient est basé sur l'estimation de la charge et l'estimation des pertes fédérales et du trafic. La charge n'est qu'un indicateur parmi d'autres utilisé pour les prévisions. Les prévisions sont également établies sur base d'un modèle climatique standard (2007). Le réchauffement climatique peut potentiellement avoir un impact sur la pertinence du modèle utilisé (p. ex. des hivers plus chauds que prévus ont un impact sur les pertes). Toutefois grâce au mécanisme de correction financière à LT, ceci finit par être corrigé/compensé.

Lors de la discussion, il est demandé si selon la méthodologie, les pertes fédérales devraient également être compensées ?

Elia répond que ce mécanisme est établi pour la compensation des pertes sur le réseau fédéral. Pour ce qui touche le réseau régional, Elia a l'obligation légale de se procurer de l'énergie sur le marché pour compenser mais ceci est couvert par un autre cadre légal que celui qui nous occupe aujourd'hui. Il n'y a pas de plan connu pour changer cette approche pour les pertes fédérales. Il a été étudié en 2022 (Balancing Incentive Study) de savoir s'il serait souhaitable que les pertes fédérales soient compensées par Elia de la même manière. Elia avait à l'époque précisé qu'il y avait un ensemble de prérequis pour pouvoir faire cela.

Day ahead procurement for compensation :

Elia va présenter la nouvelle méthodologie de compensation le 30 septembre.

Febeliec s'inquiète et fait remarquer que les prévisions faites en J-1 pourraient être erronées (surestimées) ce qui aggraverait la situation.

Elia répond que grâce au modèle mis en place, il lui est possible de réduire l'erreur d'estimation, certainement vis-à-vis l'approche actuelle. Ceci a été prouvé lors du POC. Néanmoins, Elia confirme que c'est inhérent à l'approche choisie et qu'il reste toujours un risque de d'erreur d'estimation. La conclusion du POC démontre qu'Elia est en moyenne en mesure de réduire le supply gap par rapport à ne pas compenser des volumes sur base d'une estimation en day-ahead, comme c'est actuellement le cas.

Febeliec : demande si Elia peut choisir ce qu'elle achète et quand ?

Elia répond qu'elle ne pratique pas le trading et travaille sur base d'une méthode bien établie suivant l'estimation day-ahead. Par ailleurs, l'étude démontre que l'approche utilisée par Elia est la bonne car au niveau du système global, un meilleur optimum est atteint.

La nouveauté vis-à-vis l'étude du Balancing Incentive Study de 2022 est qu'Elia propose de vendre et d'acheter sur base de ses estimations là où auparavant, elle proposait uniquement d'acheter (cfr. Graphe montrant les cas de over/under compensation).

Infrabel demande quelle est la source historique d'informations ?

Elia utilise les données historiques à sa disposition plus les informations émanant du modèle.

Infrabel demande où ces volumes sont-ils acquis, sur EPEX?

Elia explique qu'elle passe par le trading desk existant au sein de 50Hz à des fins d'efficacité et de synergies, ce même desk ayant déjà l'accès day-ahead .

Infrabel demande si les pertes réseau peuvent-elles être suivies en direct ?

Elia répond qu'elles ne peuvent pas être suivies en direct et que selon Elia il n'y a pas un besoin concret pour un tel suivi.

ODE observe qu'elle pensait que les volumes transportés seraient plus bas du fait de la production locale

Elia répond qu'elle achète au Long Terme et que tous les deltas sont couverts. Il y a un algorithme qui est utilisé (machine learning) et qui prend bien en compte la production locale estimée.

ODE fait remarquer que malgré les outils et le forecast, nous constatons que les taux de pertes sont toujours en hausse.

Elia répond que nous nous attendons à ce que les pertes régionales continuent à augmenter du fait de l'électrification.

ODE rappelle que le fait que Fluvius achète de la puissance réactive a également un impact.

Elia répond que la distribution est prise en compte dans le modèle.

Elia rappelle que le feedback du marché sur cette méthodologie est attendu pour le 1^{er} septembre (go live prévu pour le Q1 2025).

2.3. Federal Development Plan

Elia propose aux participants de prendre part à une enquête, à propos du plan de développement fédéral 24-34, d'ici la prochaine session du Belgian Grid (octobre) de façon à tirer le meilleur parti des enseignements apportés par ce questionnaire et d'alimenter la discussion lors de cette prochaine rencontre, concernant la processus et la portée du prochain plan fédéral.

Le lien de cette enquête est le suivant : <https://forms.office.com/e/MkeuVXVYkM>

Elia présente pour le reste la timeline du prochain federal development plan (destiné à être approuvé par le ministre en Q1 2027). Les timings sont indicatifs et peuvent encore changer en cours de processus. Le SPF note qu'entretemps un nouvelle Arrêté Royal, concernant les modalités d'élaboration du plan, a été approuvé. Une update du planning sera présentée lors du prochain WGBG.

BSTOR & BOP demandent comment (et au sein de quel workgroup) il sera possible de participer à l'élaboration de ce nouveau federal development plan avant qu'il ne parte en consultation publique

Elia confirme qu'il y aura effectivement un tour de discussions avec les différents acteurs via le Working Group Belgian Grid du 1^{er} octobre.

À la suite de la réunion, le FOD économie fait parvenir à Elia le lien suivant reprenant les détails du plan :

- NL: <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/besluit/2024/05/12/2024004811/staatsblad>
- FR: <https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2024/05/12/2024004811/moniteur>

2.4. Access Contract 2.0

Elia commence en présentant les principaux amendements apportés au contrat d'accès et la raison pour laquelle ils sont traités en vue de la consultation publique plus tard dans l'année.

Engie demande si la LOI actuellement en place pour couvrir les notions de multiple BRP sera remplacée par le nouveau contrat ?

Elia confirme que le but est de remplacer la LOI (dont la fin de validité est fin décembre 2024) par le nouveau contrat. En fonction des délais encourus, il faudra voir comment gérer les éventuels overlaps.

CREG demande ce qu'il en est de la question du drop-off ?

Elia répond que le but est d'inclure la notion de drop-off tant au niveau fédéral qu'au niveau régional.

Febeliec demande d'avoir la version du contrat avec les track changes au moment de la consultation.

2.5. Dérogation type A, B >110kV

Elia présente la demande de dérogation pour les unités de basse puissance (inférieure à 25MW) raccordée en haute tension (supérieure à 110kV).

Il existe aujourd'hui 2 dérogations couvrant ce cas de figure afin d'éviter aux plus petites unités raccordées en haute tension de devoir remplir des obligations de conformité en décalage avec les coûts/bénéfices que cela représente pour la société. Ces 2 dérogations arrivent à échéance le 9 juillet et Elia fera parvenir à la CREG une demande de prolongation afin d'éviter toute interruption et en attendant l'implémentation des nouvelles règles RfG telles que présentées par ACER et destinées à être entérinées par les états membres d'ici 2027.

Elia anticipe ces futures dispositions dans sa demande de dérogation en présentant le fait qu'en cas de modernisation substantielle une unité qui déroge de type A ou B devra dorénavant remplir les exigences de leur type respectif lors de cette modernisation substantielle (ce qui n'était pas le cas dans la précédente dérogation).

Febeliec rappelle que dans le cadre des nouvelles règles RfG (càd lors de la publication des network codes), Elia doit encore réunir les parties de marché afin de déterminer les futurs seuils de puissance par catégorie.

Elia répond qu'une fois le RfG et DCC publié, elle réunira à nouveau tous les acteurs concernés pour aborder cette question des seuils.

2.6. Steamlining Conformity type A & B

Elia entame la présentation en abordant les changements apportés aux procédures de tests de conformité. Ces changements visent à réduire la complexité de ces procédures tout en garantissant la qualité de ces tests.

BSTOR demande de clarifier le scope couvert par ces tests de conformité

Elia répond qu'il s'agit tant de sPGM que PPM mais pas les SPM donc pas les parcs de batterie. Il s'agit donc uniquement des unités de production connectées (PGMs) au réseau Elia tant synchrones qu'asynchrones. Donc pas de DSO, pas de CDS et pas de stockage. Elia insiste sur l'objectif poursuivi : faciliter le suivi des processus tout en assurant la conformité avec les grid codes existants.

Infrabel demande s'il faudra introduire des demandes pour les EDS ?

Elia : c'est toujours le processus habituel qui est en place (changement de raccordement)

Engie s'interroge sur le timing prévu pour la simplification (approbation requise) ?

Elia répond que la mise en place est immédiate car il n'y a pas d'approbation particulière requise pour la mise en place de ces améliorations.

2.7. AOB : Hosting Capacity Map

Elia a l'intention de proposer une update du capacity map en décembre de cette année sur base des feedbacks reçus.

L'objectif d'Elia est d'arriver à terme à un update mensuel de la carte.

Infrabel demande s'il est possible de faire un calcul par sous-station ?

Elia répond que ce n'est pas possible

BSTOR remarque qu'Elia ne communique pas sur le potentiel. Cela devrait pouvoir être communiqué en se basant sur les EOS.

Elia précise que cela devrait pouvoir être envisageable pour la prochaine itération de l'outil. Toutefois, il faut le temps pour enregistrer les EOS, il n'est pas possible de proposer de l'information en temps réel.

Elia rappelle le fait que la capacité réservée a un impact considérable sur toutes ces analyses.

BSTOR donne comme premier feedback sur l'outil mis à disposition que l'information renvoyée suggère une très haute flexibilité sur base des EOS.

BSTOR estime que le seuil de 5% de flexibilité proposé n'est pas intéressant, cela devrait pouvoir être beaucoup plus élevé. BSTOR est prêt à considérer des investissements même dans le cas où 20% de flexibilité seraient exigés.

Elia prend note du point pour les 20%.

ODE demande de valider sa compréhension des informations émanant de l'outil : il s'agit de toute la capacité réservée+ contractée + potentielle. Il ne s'agit donc pas du pic effectivement mesuré.

Elia valide cette compréhension.

ODE demande comment cela se compare-t-il avec Fluvius ?

Selon Elia, Fluvius ne prend pas la capacité réservée en compte. L'approche Elia est d'essayer de coller au plus près aux études de raccordement pour produire le hosting capacity map. L'idée est vraiment de permettre à l'utilisateur d'anticiper la réponse probable qu'il pourrait obtenir en lançant une demande. Elia évaluera la possibilité d'offrir une information « non binding » sur la « probabilité » de disponibilité de la capacité.

BSTOR est plus intéressée par la flexibilité réelle que ce qui émane des études Elia. Le capacity map ne devrait en outre pas être uniquement basé sur un « worst case scénario ».

ODE demande s'il existe-t-il un chiffre sur la capacité contractée qui est modélisée.

Elia répond que basé sur l'existant, ce chiffre est assez élevé.

Elia précise qu'elle souhaiterait obtenir du feedback sur les propositions faites d'ici la mi-août.

Elia prend note de l'attente des parties de marché qu'elle organise un workshop supplémentaire sur le sujet EOS/EDS réservation de capacité d'ici la fin août (ndlr entretemps le workshop est planifié pour le 28 août 2024). Elia rappelle en outre qu'un lien sera envoyé pour répondre à l'enquête sur le plan fédéral de développement et invite les participants à y répondre.

3. Planning next meetings :

Les prochains Workgroup Belgian Grid seront organisés le 1er octobre 2024 et le 13 décembre 2024.

La réunion est clôturée dans la mesure où tous les sujets ont été épuisés.