

Procès-verbal

Groupe de travail Belgian Grid

5 septembre 2025

Réunion

Date	05/09/2025
Organisateur	Jan Voet

Participant·e·s en présentiel	Présent·e
1 V. Fontaine (INFRABEL)	☒
2 C. Celis (FEBEG)	☒
3 H. Stragnier (YUSO)	☒
4 L. Eysermans (BASF)	☒
5 D. Apers (Aukera Energy)	☒
6 K. De Backer (Vlaamse Nutsregulator)	☒
7 S. Harlem (Luminus/FEBEG)	☒
8 L. Van De Keer (BSTOR)	☒
9 V. Moens (BSTOR)	☒
10 M. Van Bossuyt (FEBELIEC)	☒
11 W. Aertsens (INFRABEL)	☒

Participant·e·s en ligne	Présent·e
1 A. de Buck (Weerts Group)	☒
2 A. Fieuws (BSTOR)	☒
3 H. Vandersyppe (COGEN Vlaanderen)	☒
4 H. Canière (BOP)	☒
5 J. Robbelein (SPF ÉCONOMIE)	☒
6 L. Achten (STORM)	☒
7 L. Willems (ODE VLAANDEREN)	☒
8 M. Malbrancke (SYNERGRID)	☒
9 M. Van Nuffel (OTARY)	☒
10 M. Masschelin (Bnewable)	☒
11 N. Baudry (Google)	☒
12 N. Leroy (Novojy)	☒
13 S. Van den Waeyenberg (CREG)	☒
14 S. Reyniers (COGEN Vlaanderen)	☒
15 S. Van Engeland (Luminus)	☒

Procès-verbal

Auteure	Eva Heerinckx		
Statut	☐ Draft	☒ Version finale	

1. Ordre du jour

1. **Approbation du procès-verbal** du 13 juin 2025
2. **Societal Electrification** – y compris adaptation de la méthodologie
3. **Proposal for GFM BESS Technical Requirements Connected at Elia Grid**
4. **Limites ramping rate** (batteries)
5. **Enquête de satisfaction Users' Group**
6. **Divers**
 - 6.1. Fin de la consultation publique Code de bonne conduite
 - 6.2. Update Contrat d'accès et Contrat de raccordement
 - 6.3. Prochaine réunion le mardi 2 décembre

2. Procès-verbal

1. **Approbation du procès-verbal** du 13 juin 2025

Le Président ouvre la réunion et parcourt l'ordre du jour.

Une représentante de BASF constate qu'elle n'a pas reçu le procès-verbal. On le lui transmet. Il n'est donc pas possible d'approuver le procès-verbal lors de cette réunion. Il n'y a pas d'autres remarques. Le Président propose de le soumettre à l'approbation lors de la prochaine réunion.

2. **Societal Electrification** – y compris adaptation de la méthodologie

La problématique relative aux raccordements est expliquée par le Head of Grid Development.

La FEBELIEC demande si les 12,7 TWh « *reserved & allocated* » concernent l'étude détaillée et à quelle phase ils se trouvent. Le Président indique que l'étude détaillée a effectivement été demandée et commandée. Dès lors, la capacité est réservée. Ce chiffre contient, entre autres, tout ce qui se trouve entre la commande de l'étude détaillée et l'enregistrement en REA.

BSTOR : pourquoi parle-t-on en termes d'énergie (TWh) et pas de capacité (GW) ? Le Président explique que les Hosting Capacity Maps expriment par défaut la charge en TWh. Pour les data centers, qui sont généralement baseload, on peut partir d'un load factor de 80-90 %. Le Head of Grid Development ajoute que les TWh sont souvent plus représentatifs pour la charge dans son ensemble, étant donné qu'il y a un étalement sur les pics de consommation (par ex., il y a un profil) et qu'il existe aussi des raccordements flexibles.

BSTOR demande si les data centers ont un back-up pour leur approvisionnement et s'ils consomment autant d'électricité quand ils font appel à celui-ci. Le Président ne peut pas parler de projets concrets. La plupart des data centers disposent d'un back-up, parfois des batteries, parfois des générateurs diesel, qui ont pour but de prendre le relais en cas d'incident.

BSTOR clarifie sa question : elle fait plutôt référence à la présence de *twins* digitaux, des deuxièmes sites qui fonctionnent en parallèle. Les deux sites sont-ils opérationnels simultanément, ou l'un d'entre eux fait-il toujours office de back-up ? Le Président renvoie à la précédente réunion plénière où ce sujet a déjà été abordé. Il explique que les data centers effectuent différentes tâches, comme la formation et la fourniture de services, et que pour certaines de ces tâches, il peut effectivement y avoir de la flexibilité (tant dans le temps que dans l'espace). Par ailleurs, le

lancement de la plupart des data centers a lieu par phases et de manière modulaire. Ils n'utilisent donc pas l'ensemble de leur capacité dès le premier jour.

FEBELIEC : les batteries et le stockage en général sont-ils inclus comme raccordements permanents 24h/24, 7j/7 dans les deux directions ? Le Président explique que dans une étude de raccordement pour une batterie, on tient compte, pour cette batterie spécifique, d'un profil avec 100 % d'injection et 100 % de prélèvement. Toutes les autres batteries dans le système se comporteront selon un profil de marché. On applique cette approche car les batteries peuvent aussi réagir, par exemple, aux prix de déséquilibre dans le système (et donc ne pas nécessairement suivre un profil de marché (DA) typique). Cela signifie que l'approche n'est pas conservatrice, au contraire. On prend même quelques risques, étant donné qu'on part d'un profil de marché pour toutes les autres batteries (qui peuvent par exemple aussi participer au marché d'équilibrage). Concrètement : pour une batterie de 100 MW, on tient compte d'une injection et d'un prélèvement complets, mais pour les gigawatts restants dans le système, on applique l'approche de marché.

La FEBELIEC souligne que la présentation mentionne 10 GW de stockage, mais qu'Elia n'achète pas 10 GW de capacité d'équilibrage. La probabilité que 10 GW participent effectivement au balancing en Belgique est faible. La participation à l'étranger est également limitée par la puissance disponible en day-ahead et la capacité transfrontalière (MARI et PICASSO). Même le stockage existant ne peut pas entièrement participer au balancing. Selon la FEBELIEC, l'hypothèse est donc conservatrice. Le Président répond qu'on applique un profil DA pour les installations existantes. On **ne** part donc **pas** du principe, dans les modèles, que 10 GW réagiront au prix de déséquilibre (comme le soutient la FEBELIEC).

La FEBELIEC souligne qu'on tient bel et bien compte de la possibilité que les batteries réagissent aux signaux d'équilibrage, mais que dans la pratique, cela ne concerne jamais 3 GW, ni même 1,5 GW, étant donné les restrictions en Belgique et à l'étranger. Le Président le confirme : pour les batteries individuelles, on tient compte de la plage complète dans les études, mais dans le contexte de référence du modèle, on applique des profils de marché.

Bnewable : comment modélise-t-on les batteries *behind the meter* ? Peuvent-elles être combinées à différents profils de prélèvement ou être optimisées en day-ahead, sans surcharger le réseau ? Elia indique qu'elle reviendra sur cette question lors du prochain WG Belgian Grid, après alignement avec les expert·e·s concerné·e·s.

La FEBELIEC souligne que, pour elle, la combinaison de la charge, du stockage et/ou de la production dans différentes configurations est essentielle, car elle peut créer des synergies. Elle n'a toutefois pas encore reçu de réponse claire sur la manière dont ces éléments peuvent être combinés. Le Président indique qu'Elia reviendra sur ce point lors du prochain WG Belgian Grid. Toutefois, tant que cela n'impacte pas le PPAD en direction du réseau, il est probable qu'aucune étude supplémentaire ne soit nécessaire (à confirmer).

La FEBELIEC indique que c'est un point important : quand un site dispose d'un raccordement de 100 MW et d'un PPAD de 100 MW, on devrait tout pouvoir raccorder (production, charge et stockage) tant qu'on ne dépasse pas cette limite. Le Président répond qu'on reviendra sur ce point.

INFRABEL : peut-on encore introduire une demande quand il n'y a pas de PPAD pour l'injection disponible ? FEBELIEC : plusieurs éléments peuvent être couverts contractuellement.

Explication du Président : quand on additionne toutes les EOS et EDS, on arrive à un total de 56 GW de capacité qui demande un accès au réseau ou va éventuellement le demander. Étant donné que cela dépasse les ambitions sociétales, telles que reprises dans les scénarios validés et développés dans le cadre des plans de développement, le réseau n'y est pas préparé. Même s'il est clair que tous ces projets ne verront pas le jour, cela entraîne de nouveaux défis. L'actuel principe de « *first come, first served* » peut conduire à des conséquences indésirables. Le Président souligne la nécessité d'une approche équitable, afin que les projets disposant des investissements requis puissent réellement avancer. Il faut éviter de se retrouver dans une situation de « congestion administrative », où la capacité

est réservée par des projets qui ont du retard ou qui ne verront finalement pas le jour, tandis que d'autres projets ayant déjà les investissements nécessaires se retrouvent dès lors bloqués. Il s'agit d'un débat sociétal, qui doit impliquer toutes les parties prenantes, le monde politique et les régulateurs. Il faut ensuite procéder à un « nettoyage » de la capacité réservée et allouée pour les projets qui ne verront pas/plus le jour.

FEBELIEC : dans la présentation, ce n'est pas clair si la capacité existante mentionnée (« Existing » dans les slides) concerne de la capacité effectivement utilisée ou de la capacité attribuée qui n'est pas nécessairement utilisée. Elia indique qu'il s'agit de clients existants. La FEBELIEC souligne que des clients existants peuvent aussi avoir de la capacité qui n'est pas (encore) utilisée, et que cette distinction est fondamentale pour la discussion.

Le Président explique que la consommation en TWh reprise sous « Existing » dans les slides précédents se base effectivement sur les dernières données. Il reconnaît toutefois que ce point est important et renvoie au Code de bonne conduite qui figure aussi à l'ordre du jour. La CREG demande à Elia d'élaborer un système concernant les pertes et la gestion de la capacité allouée, mais inutilisée. Selon le Président, un tel système est utile, mais il faut également être prudent : certaines entreprises ont actuellement un PPAD supérieur aux mesures réelles, car elles investiront l'année prochaine ou plus tard. Tous les MW inutilisés ne peuvent donc pas être traités de la même manière.

La FEBELIEC indique qu'on parle souvent en TWh dans les discussions relatives aux data centers. Dans d'autres pays, comme les États-Unis, les data centers combinent leur consommation à de la production (par exemple des centrales nucléaires). C'est la raison pour laquelle les TWh sont moins pertinents, étant donné que la production et la consommation se compensent en partie. Ce qui est plus important, c'est la capacité de raccordement : qu'est-ce qui est réservé et qu'est-ce qui est réellement utilisé ? La question essentielle est de connaître la probabilité que les data centers prélèvent de l'électricité du réseau. C'est la raison pour laquelle, en Belgique, la puissance est plus pertinente que l'énergie. Le Président partage cet avis et indique que la notion de « TWh » était uniquement utilisée ici comme représentation visuelle, mais que les études de raccordement analysent toujours la puissance. À l'heure actuelle, la relation entre GW et TWh est encore à peu près de 1/1, mais cela pourrait changer à l'avenir (il faudra donc éventuellement modifier la représentation).

INFRABEL demande la définition de « *Grid Users Category* ». Ce terme est utilisé par Elia dans le cadre de la planification, mais n'existe pas dans la réglementation : il n'apparaît pas dans les règlements techniques ni le Code de bonne conduite, et la législation distingue uniquement les types d'utilisateurs du réseau quand c'est explicitement mentionné. INFRABEL demande s'il y a une volonté de l'inscrire dans la législation ou si cela reste uniquement une définition de calcul interne. Elia déclare que l'accès au réseau est aujourd'hui de la responsabilité du régulateur et que la méthodologie à ce sujet est disponible publiquement en ligne. Ce n'est pas un nouveau concept. La CREG apporte quelques clarifications et indique que le Code de bonne conduite offre la possibilité d'introduire des catégories par le biais des plans de développement.

Elia déclare qu'une concertation est aussi en cours avec les autorités et les régulateurs concernant d'autres changements au cadre de référence.

Le Président ajoute que les concepts utilisés concernent uniquement la méthodologie de calcul pour déterminer les modalités d'accès au réseau. La méthodologie est disponible publiquement. Dans un contexte plus large (par exemple les 56 GW de demandes qui ont été mentionnés précédemment), d'autres pays comme le Royaume-Uni, les Pays-Bas et l'Allemagne réfléchissent à définir des priorités, mais chez nous cette réflexion est encore à un stade précoce. À l'heure actuelle, les catégories sont utilisées pour calculer les modalités relatives à l'accès au réseau, mais aucun raccordement n'est refusé sur la base de cette catégorisation.

FEBELIEC : certaines définitions peuvent conduire à une différenciation, d'autres à de la discrimination. Cette différence est cruciale. Le Président confirme qu'il s'agit d'un problème politique. Il revient aux autorités et aux régulateurs de trancher. Elia se contente d'exécuter et n'établit pas de priorités ou de choix politiques.

INFRABEL : dans la présentation, les utilisateurs du réseau et les assets se confondent. Que fait-on des assets qui se trouvent sur les mêmes sites ? Elia explique que dans le processus actuel, le/la consommateur-riche indique la consommation concernée. Il faut encore discuter de l'endroit exact où s'opèrera la distinction, peut-être dans la méthodologie, avec des chiffres distincts. Ce point doit encore être clarifié. À court terme, cela n'a aucun impact sur les calculs, étant donné les réservations importantes. À long terme, en revanche, cela aura des conséquences.

La FEBELIEC souligne une nouvelle fois que les *mixed sites* constituent le principal angle mort. Malgré de nombreuses questions, on n'a toujours pas fait la lumière sur ce point, alors qu'il est fondamental. Selon la FEBELIEC, il est impossible d'effectuer des calculs robustes tant que ce n'est pas réglé. La FEBELIEC indique être surprise qu'Elia ne donne aucune réponse concrète depuis des années.

INFRABEL fait le lien avec les réseaux fermés de distribution, où un autre gestionnaire de réseau est responsable.

La FEBELIEC ajoute que ces gestionnaires de réseau ont leurs propres obligations, notamment pour la puissance réactive, ce qui est essentiel. Selon elle, les méthodologies actuelles (23 pages) n'apportent aucune réponse. Il manque donc un élément crucial. Le Président propose de revenir sur le sujet des *mixed sites* lors du prochain WG Belgian Grid. Il souligne qu'Elia développe son réseau selon les scénarios approuvés par le Ministre et les plans de développement qui en découlent. À l'époque, ces plans tenaient compte d'un certain volume pour les data centers, mais le nombre de demandes a explosé. On parle d'une multiplication par trois ou quatre pour les EDS, voire par dix pour les EOS. C'est le cœur du problème actuel, plus que la discussion relative aux *mixed sites*, qui n'en sont qu'une infime partie. Sans remettre en doute l'intérêt général et l'utilité des data centers, une situation où le volume actuel d'EOS pour des data centers serait converti en EDS (avec par conséquent une réservation de capacité) signifierait dans la pratique qu'il n'y aurait PLUS de capacité disponible pour d'autres projets. Elia indique prendre ses responsabilités pour éviter une telle situation néfaste. Elle souligne qu'il y a déjà 12,7 TWh réservés pour des data centers (il y a donc beaucoup de possibilités !) et qu'il faudra travailler à un meilleur *queue management*. La FEBELIEC répond qu'elle comprend la situation et reconnaît la problématique.

Les remarques sont prises en compte, mais la priorité reste l'approche pour traiter la forte hausse de demandes. INFRABEL : les *mixed sites* constituent-ils déjà un problème à l'heure actuelle ? Le Président ne peut pas se pencher sur des cas concrets. En cas de problème, les membres doivent contacter leur KAM.

FEBELIEC : les *swimming lanes* dans la présentation ont toutes visuellement la même taille, tandis que le timing des projets diffère fortement. Ceux concernant des batteries se réalisent en effet relativement vite, alors qu'une ligne de chemin de fer ou un réacteur nucléaire prend beaucoup plus de temps. Selon la FEBELIEC, le slide donne une image erronée. On risque d'assister à une prolifération de catégories et symboles. Elle signale que les décisions relatives aux grands projets d'infrastructure sont des choix sociétaux, indépendamment des *gates* chez Elia. Elia reconnaît que plusieurs types de projet se déroulent de manière très différente. Le réseau est toutefois développé pour soutenir les ambitions sociétales. Certains projets peuvent rapidement voir le jour, d'autres plus lentement à cause de circonstances économiques, mais le réseau doit permettre les deux. La proposition actuelle d'Elia est essentielle à court terme. Le Président espère que tout le monde comprend qu'il faut intervenir à court terme afin d'éviter une situation néfaste (pour toutes les parties). La mesure proposée s'inscrit dans ce contexte. Pour des choix plus larges, comme les chemins de fer (avec la réglementation européenne), c'est au monde politique et aux régulateurs de définir des priorités en collaboration avec les gestionnaires de réseau et les stakeholders.

La FEBELIEC ajoute qu'il faut aussi tenir compte des obligations pour les consommateurs en matière d'électrification, de réduction des émissions de CO₂ et de flexibilité. Selon elle, c'est problématique de fixer des objectifs sans prévoir suffisamment de possibilités. Par ailleurs, elle souligne que tous les utilisateurs du réseau ne contribuent pas au financement de ce dernier, ce qui peut entraîner un déséquilibre. Le Président conclut que ne rien faire à court terme pourrait avoir de graves conséquences. Cette proposition n'est pas le point final, mais une étape nécessaire.

INFRABEL demande si on distingue les demandes supplémentaires de clients existants et celles totalement nouvelles. Le Président explique qu'on applique actuellement le principe de « *first come, first served* » : la première personne à introduire une demande se voit attribuer la capacité en premier. Il reconnaît que ce n'est pas toujours l'approche optimale en période de pénurie. Dans d'autres pays, on adapte de plus en plus ce principe. Elia ne peut prendre la décision seule. Ce doit être le fruit d'une concertation avec les stakeholders et les régulateurs. Le Président comprend que les entreprises existantes qui veulent se développer ont peut-être moins de flexibilité que les nouveaux projets qui peuvent librement choisir leur emplacement.

La FEBELIEC renvoie aux Hosting Capacity Maps, qui donnent une idée des endroits ayant de la capacité disponible. Toutefois, des entreprises comme BASF ne s'intéressent pas à d'autres provinces (par exemple le Luxembourg) pour la capacité. Elles font leurs devoirs, mais cela n'aboutit pas toujours à des résultats concrets. À terme, cela peut créer de la frustration selon la FEBELIEC. Le Président fait le lien avec le plan de développement du réseau : Elia ne détermine pas le nombre de GW prévus pour les data centers, les batteries, etc. Quand certaines catégories sont multipliées par quatre ou cinq à court terme, il est nécessaire de gérer correctement la situation (sinon, cela risque d'être au détriment d'autres catégories pour lesquelles le réseau a été développé).

FEBELIEC : Elia ne peut pas adapter unilatéralement des méthodologies qui ont un impact important sur les utilisateurs du réseau. Selon elle, c'est préoccupant qu'Elia crée une nouvelle catégorie pour distinguer différents types de charge, sans que ce soit clair si c'est possible sur le plan juridique. Le Président répond qu'Elia agit conformément au cadre réglementaire actuel, qui prévoit le lancement d'une consultation par le biais du WG Belgian Grid en cas de révision de la méthodologie de calcul. Elia réagira au feedback des stakeholders (en adaptant la proposition ou en justifiant le fait qu'on ne tienne pas compte de la remarque). La FEBELIEC indique qu'il n'y a aucune garantie que son feedback sera réellement pris en compte, ce qui montre un manque de *checks et balances*. Le Président souligne une nouvelle fois l'importance de la mesure proposée.

La FEBEG indique craindre un manque d'efficacité : la capacité peut rester en suspens, pendant que d'autres ne reçoivent pas de raccordement. Le Président répond que la TF LRIO discute de la manière de déterminer les potentiels locaux et que des adaptations sont possibles si la capacité n'est pas utilisée.

La FEBELIEC exprime son inquiétude quant à la création d'un trop grand nombre de catégories différentes (par exemple demand facilities hors data centers, centrales nucléaires, sidérurgie, etc.), ce qui peut augmenter la complexité et le manque d'efficacité. Le Président clarifie que la proposition concerne une catégorie distincte pour les data centers. Il souligne que l'alternative serait de continuer à appliquer aveuglément le principe de « *first come, first served* », ce qui n'est pas souhaitable dans le contexte actuel.

FEBELIEC : la production tombe-t-elle aussi sous le principe de « *first come, first served* » ? INFRABEL : il faut adapter le Code de bonne conduite. Elia : il est question d'une adaptation de la méthodologie de calcul, pas du Code de bonne conduite en soi. On travaille à un *target model* pour gérer le problème des demandes relatives à une grande quantité de GW. L'impact n'est pas énorme à court terme, mais c'est nécessaire pour éviter les problèmes futurs.

La FEBEG renvoie à la consultation publique relative au Code de bonne conduite et demande si les chiffres (total de 2,8 GW de prélèvement) tiennent compte des data centers. La CREG confirme qu'on n'opère pas de distinction en fonction de la technologie, les data centers sont inclus.

FEBELIEC : la période de consultation proposée dans les slides est trop courte. Elle attend au moins quatre semaines pour la consultation. Le Président propose d'ajouter une semaine, afin que la consultation ait lieu jusqu'à fin septembre. Les modifications entreront en vigueur début octobre, après la publication de la méthodologie et du rapport de consultation.

3. Proposal for GFM BESS and Inverter-Based Loads Technical Requirements Connected to Elia Grid

SYNERGRID asks via chat whether grid forming applies only at the TSO level before the EIF of NC RfG 2.0, and what the implications are at the DSO level. Elia responds that it applies to both levels.

FEBELIEC asks whether load is also considered, and if so, which load. Elia clarifies that the urgent GFM requirements do not concern loads, and that the temporary requirements for loads will most likely only concern enhanced withstand capabilities. These will only apply to large, transmission-connected and inverter-based loads. Elia is taking a proactive approach in anticipation of the future European legislation. Due to the delays in publication of this legislation, however, it cannot be guaranteed that Elia's temporary requirements will fully align with future European legislation, but they are consistent with what is discussed at ENTSO-E. It has been further clarified that the Grid Forming requirement is not being considered at this stage for Inverter Based Loads.

FEBELIEC notes that he does not consider ENTSO-E relevant ("as a lobby group"). Elia points out that -whilst indeed EU regulation on the matter would be preferable- EU instances (amongst which ACER) have asked TSOs to act faster, as EU regulation won't be ready in time (and given the underlying operational risks). FEBELIEC emphasizes the need for transparency regarding how his members will be involved.

A question is raised about the timing of the entry into force of the new versions of RfG and DCC. Elia responds that currently, work is only being conducted on batteries, batteries and large, inverter-based loads. The process and timeline will be further discussed with FOD.

BSTOR asks about grid reliability, specifically regarding the response of batteries during events such as voltage drops. Elia confirms that this falls under the concept of "grid forming".

SYNERGRID asks via chat what "Fast-track" means and when Elia will require grid forming capability, specifically, from which year. The Chair explains that if an asset is put online now, it will remain in operation for a decade. Therefore, regarding capabilities, the sooner the requirement is known, the better, as this reduces future costs. He distinguishes two aspects: defining the capability now to ensure compliance with requirements over the coming decade, and the actual moment in time when the use of this capability becomes most relevant. It is confirmed that regarding "fast track" the aim is to advance the capability, but also to consider all other prerequisites before pushing it forward. Elia wants to discuss this with stakeholders, capture feedback, and consider entry into force, including contractual commitments.

The Chair: the specifics of the fast-track process, detailed implementation, and formal procedures will be discussed in due course within a reasonable timeframe.

Aukera Energy: what kind of revenues could accompany the capability, what future needs are anticipated, and how many megawatts Elia expects to procure via auctions or bilateral contracts? Elia: that the cost of the market was not discussed today. An expert clarifies that the focus of this session is primarily on the capability itself (i.e. elements covered typically in a Connection Code like the RfG). The Chair adds that whether or not services will be contracted or developed will be discussed in other working groups. In some countries and islands, certain products (e.g. inertia) are already remunerated, but this is not yet the case in Belgium.

FEBELIEC notes that one issue is power-to-gas, a new technology addressed at the European level in a non-harmonized manner. However, the main concern under DCC is the connection point. If thresholds are applied at the connection point, some members could fall under new obligations. Aggregated capacity above the threshold could trigger compliance requirements, which are currently unclear. FEBELIEC highlights concerns regarding how obligations are applied depending on whether a site is connected to a relevant system operator, a CDSO, or industrial sites, including public DSOs connected to the Elia grid. The lack of clarity on how load under DCC will be treated is a major concern. Elia acknowledges the concern and notes that internal discussions are ongoing.

FEBELIEC asks about the timing. Elia: there is currently no clear view on timing.

BSTOR: will a public consultation cover the principles, intent, or the detailed technical requirements, emphasizing that “the devil is in the details.” Elia: today’s presentation is to this working group, but discussions are also ongoing with the FOD Economy. Ultimately, the requirements will be included in the Federal Technical Regulations, and the process with FOD must be defined. Whether a public consultation will cover principles or technical details still needs to be clarified.

FEBELIEC requests an ad hoc workshop once there is more clarity, to allow interaction and discussion rather than relying solely on a public consultation, which is a sterile environment and produces a more final outcome. Elia confirms that Elia will organize such a workshop.

4. Limites ramping rate (batteries)

Lors des précédentes réunions du WG Belgian Grid, plusieurs questions ont été posées concernant les *ramping rates* imposés. Elia fait aujourd’hui un point sur le sujet et répond aux questions reçues.

BSTOR : Elia pourrait-elle détailler la nécessité des *ramping rates*, de préférence avec un exemple concret ? Selon BSTOR, on dirait que les adaptations reposent sur un seul incident ou des exemples aléatoires. Il serait utile de comprendre les raisons sous-jacentes. Elia : nous ne pouvons pas donner d’exemples spécifiques, mais cette décision repose sur des situations qui ont effectivement eu lieu, où des systèmes de stockage par batteries passent du prélèvement à l’injection en une seule seconde. C’est un énorme défi pour nos systèmes SCADA, qui doivent pouvoir intervenir à temps. Concrètement, de telles « rampes » ont déjà conduit à de grands sauts de tension par rapport à la tension de référence.

BSTOR : passer de 1 seconde à pratiquement 200 secondes entre Pmin et Pmax est un durcissement important. Elia explique que ces limites sont fixées afin que les systèmes de réglage et SCADA aient suffisamment de temps pour intervenir. La méthodologie utilisée a déjà été présentée au sein du WG Belgian Grid et limite la variation de puissance dans des éléments critiques de réseau à 10 % par 10 secondes. Les cycles de 10 secondes correspondent au temps dont le SCADA a besoin pour collecter les données. La limite de 10 % a été calculée en fonction de la capacité maximale d’un asset Elia. Une valeur plus élevée peut faire passer cet élément d’une situation sûre à une situation où la limite technique temporaire est atteinte, ce qui nécessite des mesures d’atténuation. D’un point de vue opérationnel, il n’est pas acceptable qu’un élément passe aussi vite d’une situation sûre à risquée, car cela ne laisse pas assez de temps pour prendre des mesures.

FEBELIEC : en quoi est-ce pertinent de discuter avec le GRT des limites de *ramping rate* sur un CDS ? Elia : cette restriction est décrite dans le code de réseau européen RfG, qui stipule que le gestionnaire de réseau pertinent en est responsable, en coordination avec le GRT.

BSTOR demande pourquoi on intervient de la sorte dans le business model d’une batterie et propose de rester pragmatique et de partir du principe que les systèmes internes des batteries garantissent la sécurité du réseau. Elia explique que, sur la base de son expérience pratique, intervenir est bel et bien nécessaire pour la sécurité du système. Les batteries peuvent quasi instantanément passer d’injection complète à prélèvement complet (et inversement), ce qu’on observe aussi dans la pratique. Cela constitue un grand défi pour le réseau et les systèmes de contrôle d’Elia, par exemple en raison des importants sauts de tension. Le Président souligne que les limites de *ramping rate* ne sont pas applicables si Elia demande une réaction plus rapide (Elia prend déjà en considération ce qui est sûr pour le réseau ou pas). Le risque de réactions plus rapides pour le balancing explicite est par exemple relativement limité, comme discuté de façon plus détaillée lors d’une précédente réunion du WG Belgian Grid (et répété dans les slides). Par ailleurs, certains *requirements* ont automatiquement priorité, comme spécifié dans le RfG.

BSTOR demande si on a étudié des exemples de GRT dans d’autres pays, comme le Royaume-Uni ou les États-Unis, où le taux d’application des BESS est plus limité. Elia indique que des exemples concrets pourront être pris en compte à l’avenir, mais il s’agit ici avant tout de la sécurité du réseau belge. Les problèmes constatés en Belgique rendent ces

mesures nécessaires, indépendamment des exemples internationaux. Une analyse technique peut être présentée, si nécessaire, dans un autre groupe de travail.

BSTOR : le passage de 1 seconde à 100 est-il vraiment indispensable ? Le Président répond qu'un calcul et une analyse technique sont à la base de cette mesure, comme déjà mentionné auparavant lors de cette session. Elia indique que les aspects techniques peuvent être discutés en détail au sein du WG MIGO.

Yuso considère cette solution comme pragmatique et indique la préférer au fait d'exclure totalement de grands assets du mécanisme de déséquilibre.

BSTOR : pourquoi cela s'applique-t-il uniquement aux BESS et pas à d'autres producteurs ? Le Président explique que les problèmes constatés actuellement sur le réseau sont liés aux batteries. Nous étudierons la nécessité de cette mesure pour d'autres assets si des problèmes devaient survenir.

INFRABEL demande si, à l'avenir, des processus industriels additionnels sur certains points de raccordement existants, et la capacité supplémentaire correspondante, pourraient poser problème. Le Président déclare qu'à l'heure actuelle, les limites de *ramping rate* s'appliquent uniquement aux batteries, pas à d'autres types d'assets. Nous étudierons la nécessité d'introduire cette mesure pour d'autres types d'assets.

FEBELIEC : Elia impose une obligation à toutes les (futurs) batteries, alors qu'elles doivent uniquement veiller sur leur site à ce que le point de raccordement soit *compliant*. Selon la FEBELIEC, il ne devrait pas être possible d'enregistrer une exception des limites de *ramping rate*. Le Président explique que si l'on installe des batteries sur un site et qu'on peut prouver, via le réglage et d'autres mesures, que le réseau n'est pas influencé, Elia n'obligera pas le *ramping rate* au niveau des assets.

FEBELIEC : cela vaut-il tant pour les sites CDS que non CDS ? Le Président confirme que cela vaut en effet pour les deux.

INFRABEL demande si, pour un CDS, ce n'est pas principalement la limite de 1 % qui est applicable (pour les types A et B), car le niveau de tension y est souvent plus bas. FEBELIEC : il existe aussi des CDS avec un niveau de tension élevé, où des types C et D pourraient aussi être raccordés et donc relever de la limite de 2 %. Le nombre de cas semble toutefois limité à l'heure actuelle.

Enquête de satisfaction Users' Group

Le lien vers l'enquête de satisfaction sera transmis aux membres le 16 septembre. Nous invitons tout le monde à y répondre.

5. Divers

5.1. Fin de la consultation publique Code de bonne conduite

La FEBELIEC demande si la réponse d'Elia à la consultation publique est confidentielle et si elle pourrait la recevoir. Le Président confirme que la réponse sera rendue publique via le site internet d'Elia. La CREG n'y voit aucun problème.

La FEBELIEC demande le timing des prochaines étapes à la CREG. La CREG répond que c'est difficile à estimer étant donné que la consultation publique vient à peine de se terminer mercredi dernier. L'ambition est de prendre une décision avant la fin de l'année.

5.2. Update Contrat d'accès et Contrat de raccordement

Le trajet dépend des textes finaux du Code de bonne conduite.

Elia signale avoir retiré sa proposition de Contrat d'accès. La *Letter of Intent* relative aux *Multiple BRP* y a été intégrée, mais selon la CREG, il manquait la base juridique. Il faut d'abord prévoir une base juridique dans le Code de bonne conduite. En termes de timing, Elia attend le texte final du Code de bonne conduite avant de soumettre à nouveau le contrat. La FEBELIEC souligne que les *Multiple BRP* sont très importants et doivent être ancrés contractuellement, pas

uniquement au niveau d'Elia mais aussi aux niveaux de tension plus bas, afin que toute la flexibilité puisse atteindre le marché.

Elia indique se servir de feedback informel des régulateurs pour effectuer d'éventuelles adaptations. Si ces adaptations sont profondes, une nouvelle consultation publique pourrait s'avérer nécessaire.

L'ambition est de soumettre une nouvelle fois le contrat de raccordement aux régulateurs fin septembre/mi-octobre. INFRABEL demande s'il faudra signer un nouveau contrat de raccordement. Elia répond par l'affirmative.

BOP : combien de temps avez-vous prévu et comment est-ce couplé à la garantie financière ? Elle demande si des discussions sont encore possibles à ce sujet. Elia : on ne peut pas en dire grand-chose actuellement, étant donné qu'il y a un lien dans la consultation publique relative au Code de bonne conduite entre la garantie et le principe de « *use it or lose it* ». Ce thème est urgent : il y a au total 56 GW de demandes. La question relative à la capacité actuellement réservée, mais non utilisée, a une nouvelle fois été soulevée. Il s'agit de sujets qui doivent être résolus dans les semaines et mois à venir. Attendre trop longtemps, par exemple jusqu'à une deuxième ou troisième révision du contrat de raccordement, repousserait uniquement les solutions à long terme. C'est la raison pour laquelle il faut déjà progresser à court terme. Ce point de vue figure également dans la réaction d'Elia concernant la consultation publique relative au Code de bonne conduite.

5.3. Prochaine réunion le mardi 2 décembre

Le Président remercie les membres pour les longues discussions pertinentes et clôture la réunion.