

# COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

## **AVIS d'initiative (BRUGEL-AVIS-20221108-354)**

### **relatif à**

- **l'intégration au réseau des bornes privées de recharge pour véhicules électriques**

**et**

- **l'accès, la participation et le développement des services de flexibilité sur le réseau de distribution basse tension de la Région de Bruxelles-Capitale**

**Etabli sur base de l'article 30bis de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale**

**08/11/2022**

# Table des matières

1.	Liste des abréviations.....	4
2	Synthèse :.....	5
3	Base légale et méthode.....	10
4	Enjeux et objectifs.....	11
5	Principes directeurs.....	13
6	Intégration au réseau des bornes de recharge pour véhicules électriques.....	16
6.1	Raccordement des bornes hors voirie et à usage privé.....	16
6.1.1	Déclaration de la présence d'une borne de recharge.....	16
6.1.2	Standardisation des schémas de raccordement des bornes privées.....	17
6.1.3	Installations de recharge situées en aval des raccordements collectifs.....	18
6.1.4	Refus de la demande de raccordement.....	19
6.2	Gestion des services de recharge sur le point d'accès.....	20
6.2.1	Activation des services liés à la borne (recharge et flexibilité).....	20
6.2.2	Gestion des consentements des URD pour l'activation des services sur le point d'accès 21	
6.3	Gestion des congestions.....	22
6.3.1	Réactions des URD aux signaux tarifaires.....	22
6.3.2	Communication du GRD sur l'état du réseau.....	23
6.3.3	Actions curatives du GRD via la limitation de la capacité de la borne.....	23
6.4	Mécanisme d'indemnisation par le GRD.....	24
7	Intégration de la flexibilité dans l'Asset Management.....	25
8	Mise en œuvre des réseaux intelligents.....	26
9	Accès aux marchés.....	27
9.1	Mesures de simplification des procédures d'accès.....	27
9.2	Mesures tarifaires.....	28
9.3	Mesures de protection des consommateurs.....	30
10	Coordination entre acteurs.....	31
10.1	Coordination entre gestionnaires de réseau.....	31
10.2	Coordination entre gestionnaires de réseau et acteurs.....	32
10.3	Concertations entre régulateurs et acteurs du marché.....	32
11	Annexes :.....	33
11.1	Etudes commanditées par BRUGEL sur le marché de la flexibilité.....	33
11.1.1	Étude VITO : Analyse du cadre relatif au marché de la flexibilité.....	33
11.1.2	Étude Deplasse & Associés : Définition d'un mécanisme d'indemnisation par le GRD.....	33
11.2	Rapport de consultation :.....	33
11.2.1	Concernant le champ d'application du présent avis.....	34
11.2.2	Concernant la procédure de consultation.....	35
11.2.3	Concernant les principes directeurs de BRUGEL.....	35

11.2.4	Concernant les mesures proposées pour la régulation de demande et l'utilisation de la capacité du réseau .....	37
11.2.5	Concernant les mesures proposées pour faciliter l'accès au marché de la flexibilité...	38
11.3	Réactions reçues dans le cadre de la consultation publique .....	41

## I. Liste des abréviations

AM	- Asset Management
BRP	- Balancing Responsible Party (responsable d'équilibre)
CE	- Commission Européenne
DA	- Day-Ahead
FORBEG	- Forum des régulateurs belges de l'électricité et de gaz
FRP	- Flexibility requesting party (demandeur de services de flexibilité)
FSP	- Flexibility Service Provider (fournisseur de services de flexibilité)
GRD	- Gestionnaire du réseau de distribution
GRT	- Gestionnaire du réseau de transport
GRTR	- Gestionnaire du réseau de transport régional
ID	- Intraday
kVA	- kilovoltampère
kW	- kilowatt
MIG	- Message Implementation Guide
MW	- mégawatt
RT	- Règlement technique
RTRD	- Règlement Technique pour le Réseau de Distribution
RTRTR	- Règlement Technique pour le Réseau de Transport Régional
URD	- Utilisateur du réseau de distribution

## 2 Synthèse :

Un des objectifs stratégiques de BRUGEL est d'«accélérer la transition vers une société bas carbone, notamment par la promotion des énergies renouvelables et la gestion efficace des flux». En outre, BRUGEL veille, dans le cadre de ses compétences, à rendre la transition énergétique inclusive à tous, et ce quel que soit le profil du consommateur

Conformément à ces objectifs, BRUGEL propose, dans ce projet d'avis, un ensemble de réformes pour d'une part permettre une intégration au réseau judicieuse des nouvelles charges électriques - principalement les bornes pour véhicules électriques - et d'autre part débloquer, voire faciliter, l'accès des Utilisateurs du Réseau de Distribution (ci-dessous « URD ») au marché de la flexibilité par des mesures de soutien tarifaires, après des évaluations juridiques et économiques préalables et par la levée des barrières identifiées. Ce avis a été d'abord soumis dans sa version initiale à une consultation restreinte avec plusieurs acteurs avant d'être proposé dans une deuxième version pour une consultation publique entre le 13 juin 2022 et le 15 juillet 2022.

Dans sa réflexion, BRUGEL a d'abord identifié les usages qui peuvent être problématiques à moyen terme. Il s'agit, dans un premier temps, de la recharge des véhicules électriques. Dans un second temps, l'électrification des appareils de chauffage, comme par les pompes à chaleurs, devraient aussi intervenir dans la problématique d'intégration des nouveaux usages au réseau. Tenant compte des remarques et suggestions reçues lors de la consultation restreinte avec les acteurs, BRUGEL a décidé de mettre l'accent d'abord sur l'encadrement des bornes de recharge pour véhicules électrique tout en sachant que plusieurs mesures proposées sont applicables en présence d'autres charges sur le réseau.

Pour apporter des réponses adéquates aux problématiques identifiées, BRUGEL préconise, dans un premier temps, d'agir particulièrement à ces deux niveaux :

- **Au niveau du développement des réseaux** : BRUGEL estime que la réussite de la transition énergétique doit passer par le développement des réseaux intelligents capables de mettre en œuvre de nouveaux paradigmes dans la gestion des flux, avec une réactivité adaptée aux exigences et à la dynamique du marché d'électricité ;
- **Au niveau du marché** : BRUGEL estime essentiel à la réussite de la transition énergétique de permettre au plus grand nombre d'URD, notamment par la levée des barrières et par la mise en œuvre d'incitants judicieux et efficaces, de contribuer à la stabilité du système électrique et au développement des nouveaux services énergétiques.

Dans un esprit d'anticipation et dans le respect du principe de précaution, BRUGEL préconise **une régulation anticipée, proportionnée, ciblée et progressive pour faire face aux nouveaux défis**. A cette fin, BRUGEL propose de mettre en œuvre un ensemble d'instruments réglementaires et tarifaires paramétrables et adaptatifs en fonction de l'évolution des contraintes sur les réseaux de distribution et de transport régional.

Plus concrètement, BRUGEL propose dans ce projet d'avis les réformes suivantes :

### I. Mise en œuvre des réseaux intelligents

Pour garantir l'intégration au réseau électrique des nouveaux usages et plus particulièrement les bornes de recharge, BRUGEL propose d'inscrire dans le RTRD et dans le Règlement Technique pour le Réseau de Transport Régional (RTRTR) de nouvelles dispositions précisant les droits et obligations dans le chef des gestionnaires de réseau particulièrement pour ce qui

concerne leurs politiques d'Asset Management (AM) et le développement du « *SmartGrid* » (voir tableau ci-dessous). En outre, BRUGEL propose d'examiner dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire 2025-2029 des mécanismes incitatifs pour la réalisation des investissements de « *SmartGrid* » et la participation du GRD aux projets pilotes et études en recherche et développement qui favorisent la transition énergétique.

## 2. Intégration au réseau des bornes de recharge pour véhicules électriques

Pour intégrer de manière judicieuse et harmonisée les bornes de recharge pour véhicules électriques, BRUGEL propose d'intégrer dans le Règlement Technique pour le Réseau de Distribution (RTRD), une obligation dans le chef du Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) d'établir une prescription technique spécifique détaillant les modalités et les schémas de raccordement de ces bornes (voir tableau ci-dessous). BRUGEL propose aussi la mise en œuvre de nouveaux instruments réglementaires, comme l'étude de détail et la réservation de capacité, afin de permettre aux URD de mieux ajuster leur demande en capacité avec leurs besoins réels pour leurs bornes de recharge. BRUGEL propose également que le GRD puisse, selon des conditions objectives, transparentes et non-discriminatoires, exercer son droit de limiter la capacité mise à disposition sur un circuit dédié à la borne de recharge. Pour inciter le GRD à respecter ces conditions, BRUGEL propose au Gouvernement l'établissement d'un mécanisme d'indemnisation aux profits des URD concernés. Un tel mécanisme nécessite, selon les nouvelles dispositions de l'ordonnance électricité<sup>1</sup>, une décision du Gouvernement.

## 3. Intégration de la flexibilité dans l'Asset Management

Il s'agit de faire évoluer la politique d'Asset Management actuelle, basée essentiellement sur le concept « *fit and forget* », pour y intégrer l'avènement des nouvelles charges électriques, ainsi que d'envisager et privilégier des investissements en intelligence ou le recours aux services de flexibilité.

## 4. Accès au marché

Pour compléter le cadre réglementaire, BRUGEL émet un ensemble de recommandations et d'orientations permettant la participation effective des URD aux nouveaux services de flexibilité. A cette fin, BRUGEL propose d'examiner dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire 2025-2029 l'implémentation des nouveaux tarifs pour ces nouveaux usages. En outre, BRUGEL estime qu'il serait utile d'envisager, sur une période transitoire et de manière dégressive, des mesures de soutien de type tarifaire, en proposant des réductions des tarifs pour les services favorisant la transition énergétique et contribuant à la stabilité du système électrique pour le bénéfice de tous les URD. Ces propositions seront préalablement évaluées sur le plan de leur faisabilité légale et économique et soumis à des consultations publiques dans le cadre de la préparation de la nouvelle méthodologie tarifaire.

En ce qui concerne les mesures d'accompagnement des clients vulnérables, BRUGEL appelle chaque entité compétente pour ce qui la concerne, à un travail de segmentation conceptuelle des clients vulnérables en tenant compte entre autres du taux de précarité, des fractures

---

<sup>1</sup> L'article 32duosexies prévoit que « *En cas de décision du gestionnaire de réseau refusant ou limitant la puissance délivrée pour la recharge d'un véhicule électrique ou refusant ou limitant la puissance réinjectée lors de la décharge d'un véhicule électrique en violation des conditions définies dans le règlement technique, le dommage causé par cette décision au client final fait l'objet d'une indemnisation par le gestionnaire de réseau, selon les modalités fixées par le Gouvernement, après avis de Brugel* »

numériques et énergétiques. BRUGEL préconise de les segmenter par catégories pour mieux les cibler par des mesures concrètes comme la mise à disposition des données détaillées informatives, éventuellement via des applications web ou des dispositifs de rapatriement de données, de leur assurer un contact physique disponible pour les aider à choisir leurs contrats ou les services et équipements de flexibilité. Pour protéger les clients finals, particulièrement les clients vulnérables, et les prémunir contre les produits énergétiques à risque, BRUGEL préconise la mise en place, par les acteurs commerciaux, d'un questionnaire afin d'identifier l'aversion au risque des (candidats) clients souscrivant aux produits, similaire à la pratique mise en œuvre dans le secteur bancaire.

## 5. Coordination entre acteurs

Compte tenu des interactions de plus en plus importantes et à tous les niveaux de la chaîne de valeur du marché de l'énergie, BRUGEL estime essentiel d'établir un cadre transparent de coordination :

- En ce qui concerne la coordination entre le GRD et le GRTR, BRUGEL estime qu'ils doivent mener des études conjointes, portant sur des scénarii réalistes d'intégration des véhicules électriques et des dispositifs de chauffage électrique. Dans cette perspective, ils ont l'obligation d'échanger les informations pertinentes relatives à ces nouveaux usages et d'adapter leur politique d'Asset Management pour tenir compte de ces usages et de leur potentiel de flexibilité. En outre, le GRD et le GRT doivent s'efforcer de mettre en œuvre des mécanismes permettant de faciliter les échanges de données au sein du marché et de limiter les pratiques des acteurs commerciaux opportunistes et néfastes (*gaming*) au système électrique.
- En ce qui concerne la collaboration entre d'une part, les gestionnaires de réseau (GRD et GRT) et d'autre part, les acteurs commerciaux (fournisseurs et agrégateurs), BRUGEL estime qu'il est essentiel d'évoluer vers une harmonisation des pratiques, en termes d'échanges de données et des préqualifications des produits et des installations des URD, entre les trois Régions. BRUGEL estime qu'une telle collaboration devrait aussi viser une harmonisation des structures tarifaires pour permettre une cohérence dans la tarification des URD (cas de la pointe appelée par exemple) ;
- En ce qui concerne les concertations entre les régulateurs et les acteurs du marché (GRD, GRT, fournisseurs, agrégateurs, associations de défense des clients), BRUGEL estime, compte tenu des couplages des marchés de détails et de gros, que FORBEG sera appelé à jouer un rôle de plus en plus central dans les échanges entre les régulateurs, les acteurs du marché et les opérateurs du réseau. Pour lui permettre de jouer pleinement ce rôle, BRUGEL estime qu'il y a lieu de doter FORBEG des moyens nécessaires, y compris d'envisager un statut formel, dans le respect du cadre légal régional et fédéral.

Ci-après une synthèse de l'essentiel des actions visant l'intégration des véhicules électriques et l'accès au marché de la flexibilité pour les clients raccordés en distribution :

Synthèse des actions visant l'intégration des bornes pour véhicules électriques et l'accès au marché de la flexibilité			
	Partie concernée	ACTIONS	TIMING
Gestion du réseau	GRD	Établir une feuille de route SmartGrid	Avant 1/1/2024
	GRD/GRTR	Adapter la politique d'Asset Management pour intégrer les services de flexibilité et le raccordement des nouveaux usages  Coordination des politiques d'investissements et de gestion des activations des services de flexibilité	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT
	BRUGEL	Etablir un mécanisme d'incitation tarifaire pour la mise en œuvre du SmartGrid	Avant 1/1/2025
Déclaration de la borne et les cas visés à l'article 26octies §2 de l'ordonnance électricité	URD	Déclarer, sous peine de payer les factures de déplacements du GRD, la présence d'une borne de recharge/véhicule électrique ou tout autre cas de figure visé par l'article 26octies §2	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT
	GRD	Etablir les moyens de collecte et d'enregistrements des informations relatives à la borne	
Raccordement des bornes	GRD	Etablir une prescription spécifique au raccordement des bornes	Avant 1/1/2024
Rapportage vers BRUGEL	GRD	Etablir un rapportage périodique sur la gestion des bornes	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT
Nouveaux tarifs	BRUGEL	Etablir des tarifs périodiques et non-périodiques dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire	Avant 1/1/2025
Gestion des consentements	Acteur commercial	Recueillir le consentement des clients pour la communication de leurs données de comptage lors de la demande d'activation d'un service disponible sur le point d'accès	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT
	GRD	Contrôler si les demandes introduites par l'acteur commercial ont reçu le consentement des clients concernés.	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT
Mécanisme d'indemnisation	BRUGEL	Etablir les modalités de limitation par le GRD de l'accès au réseau	Lors de la révision en



pour limitation d'accès			profondeur du RT
Mécanisme d'indemnisation pour limitation d'accès	Gouvernement	Etablir un régime d'indemnisation	Après l'entrée en vigueur de l'arrêté
Gestion d'accès	GRD	Etablir les processus de marché pour la gestion multi-service et multi-acteurs sur un point d'accès	Avant 1/1/2024
	BRUGEL	Pas de préqualification des installations des URD (P<56kVA) pour la participation aux services de flexibilité (mais le GRD doit être informé de l'appartenance des URD à des cas indiquées dans l'article 26octies de l'ordonnance électricité).	Après l'entrée en vigueur du nouveau RT
Mesures tarifaires	BRUGEL	Etablir des tarifs périodiques et non-périodiques pour soutenir la transition énergétique dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire	Avant 1/1/2025
Mesures de protection des consommateurs	Autorités et opérateurs compétents	Examen des mesures économiques et sociales particulièrement pour les clients vulnérables	/

### 3 Base légale et méthode

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale prévoit, en son article 30bis, §2 que :

« ... BRUGEL est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part.

BRUGEL est chargée des missions suivantes : [...]

2° d'initiative ou à la demande du Ministre ou du Gouvernement, **effectuer des recherches et des études ou donner des avis**, relatifs au marché de l'électricité et du gaz; [...]

4° **faire des propositions d'adaptation des règlements techniques** au Gouvernement, dans les limites et aux conditions prévues à l'article 9ter et exercer un contrôle sur leur application; [...]

22° **faciliter l'accès, la participation et le développement des services de flexibilité** ;

23° **veiller à l'application correcte**, par le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs, **des tarifs** pour la distribution d'électricité et de gaz **qu'elle a approuvés** conformément aux dispositions de la section IIquater de la présente ordonnance et du chapitre IIIbis de l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale ». (Nous surlignons).

Au regard de ce qui précède, BRUGEL propose dans le présent avis des réformes réglementaires et tarifaires :

- d'une part, pour **l'intégration au réseau des bornes de recharge pour véhicules électriques**, et
- d'autre part, pour faciliter **l'accès, la participation et le développement des services de flexibilité** pour les utilisateurs du réseau électrique bruxellois.

Le présent document a été soumis à consultation publique entre le 13 juin 2022 et le 15 juillet 2022. Préalablement à cette consultation publique, BRUGEL a soumis pour consultation restreinte, aux principaux acteurs du marché, un projet de réformes afin de recueillir leurs avis sur la pertinence, la cohérence, la complétude et la faisabilité des instruments proposés compte tenu des contraintes du marché et des enjeux visés. Le présent avis tient compte de remarques et suggestions formulées par ces acteurs.

## 4 Enjeux et objectifs

Le contexte du marché d'électricité évolue, ces derniers temps, à un rythme croissant, sous l'impulsion des actions des autorités européennes, belges et régionales afin d'atteindre leur objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050<sup>2</sup>.

Toutefois, les réseaux électriques, conçus avec des paradigmes d'avant la transition énergétique, ne sont plus en adéquation avec les solutions pour atteindre les objectifs de 2050. Ces solutions concernent aussi bien la sortie des énergies fossiles par la production d'énergie renouvelable, par la mobilité verte ainsi que par l'électrification des appareils de chauffage.

La mise en œuvre de ces solutions présente d'importants défis pour le marché d'électricité et pour le système électrique dans son ensemble, dont notamment :

- **Côté demande (consommation) :**  
Les prévisions actuellement disponibles concernant les nouveaux usages (principalement, les véhicules électriques, les batteries stationnaires, les pompes à chaleur et le chauffage électrique) montrent qu'en Région de Bruxelles-Capitale nous faisons face à deux défis majeurs :
  - **Pour les véhicules électriques :** les gestionnaires de réseaux ont évalué la surcharge, en appel de puissance, sur le réseau de distribution de 5 à 15% d'ici 2030<sup>3</sup> ; Selon SIBELGA, les hypothèses qui ont conduit à ces évaluations seront revues par SYNERGRID. Il est attendu que l'impact des nouvelles politiques fédérales et régionales accélérant de *facto* la promotion de la mobilité électrique au détriment des véhicules à moteur thermique ;
  - **Pour le chauffage électrique :** l'impact sur la consommation est estimé à +5% d'ici à 2030<sup>4</sup>. Dans un scénario maximaliste de sortie totale du gaz naturel d'ici 2050 et le transfert total de la consommation vers l'électricité, l'impact de consommation atteindrait +200%. En outre, l'impact sur la pointe synchrone sur le réseau<sup>5</sup> serait de +500%, ce qui est également, si pas plus préoccupant que l'augmentation de la consommation.

Tenant compte de ces contraintes, il y a lieu de prévoir, en plus des mesures d'efficacité énergétique, une régulation judicieuse de ces nouveaux usages et plus particulièrement les bornes de recharge pour véhicules électriques, pour garantir leur intégration à moindre coûts au réseau électrique.

- **Côté offre (production) :**

---

<sup>2</sup> <https://www.europarl.europa.eu/news/fr/press-room/20210621IPR06627/loi-climat-accord-sur-la-neutralite-climatique-d-ici-2050-confirme>

Stratégie à long terme de la Belgique: <https://climat.be/politique-climatique/belge/nationale/strategie-a-long-terme>

Plan Energie-climat (PNEC) de la Région de Bruxelles-Capitale: <https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/bilan-energetique-et-action-de-la-region/plan-energie-climat-pnec>

<sup>3</sup> Etude de SYNERGRID et Baringa (2019): Future impact of EVs on the Belgian electricity network: <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=20914#>

<sup>4</sup> Voir étude Deplasse et associés en annexe du présent document

<sup>5</sup> Ces estimations ne tiennent évidemment pas en compte des mesures d'efficacité énergétique, d'isolation des bâtiments... mais ces considérations ne changeront pas fondamentalement la problématique de transfert de charges vers le réseau électrique.

En plus des tensions géopolitiques sur le marché de gaz, les facteurs qui devraient apporter de sérieux défis au système électrique sont : la fermeture de certaines tranches nucléaires prévues pour 2025, la réalisation de la 2<sup>ème</sup> phase de l'éolien offshore pour atteindre une capacité de 4.4 GW en 2028 et 6 GW en 2032 et la multiplication des productions décentralisées. Dans ce contexte, ELIA estimait en 2021 des besoins en capacité supplémentaires de 3.6 GW d'ici à 2025<sup>6</sup> pour soutenir cette évolution et garantir l'équilibre et la stabilité du réseau électrique. En effet, l'intermittence des assets de production éolienne engendrera des fluctuations de puissance importantes sur le réseau.

En outre, le fonctionnement du marché d'électricité est intimement lié à la stabilité, dans les temps longs et courts<sup>7</sup>, du système électrique à tous les niveaux de tension. Au niveau de la zone de réglage, les responsables d'équilibre seront de plus en plus confrontés aux incertitudes des productions intermittentes et aux biais grandissants entre les nominations et les échanges réels sur le réseau. Cette problématique va impacter par effet de cascade les fournisseurs, ce qui aggraverait leurs difficultés déjà éprouvées par les tensions mondiales sur le marché de l'énergie.

Face à ces risques sur le système électrique et sur le fonctionnement du marché, il y a lieu d'agir **dès maintenant** et particulièrement à ces deux niveaux :

- **Au niveau du marché** : l'idée est de permettre au plus grand nombre d'utilisateurs de contribuer à la stabilité et à la durabilité du système électrique, au bénéfice de tous. A cette fin, des réformes structurelles doivent être menées pour faciliter l'accès au marché, aux acteurs et aux clients finals, par la levée des barrières et par la mise en œuvre des incitants judicieux et efficaces.

Dans ce contexte, le marché de flexibilité, actuellement ouvert aux seuls clients et acteurs disposant d'un grand potentiel, devrait être accessible aux URD raccordés sur la basse tension afin de mobiliser les énormes ressources disponibles et de saisir les potentialités économiques attendues ;

- **Au niveau du développement des réseaux** : il s'agit de la nécessité de transformer le réseau électrique en réseau intelligent « *SmartGrid* » par des réformes structurelles sur la base de nouveaux paradigmes. Cette transformation doit viser toutes les composantes du réseau (Data, Opérations et Assets) pour faciliter les échanges au sein du marché et les rendre à moindre coûts, sans biais et sans délais.

Pour apporter sa contribution à la réussite de la transition énergétique, BRUGEL a cherché à identifier les réformes qu'il convient de conduire. Ces réformes réglementaires et tarifaires proposées dans le présent document visent à amorcer les transformations essentielles pour permettre au système électrique de s'inscrire dans l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Elles visent

---

<sup>6</sup> Étude sur l'adéquation et la flexibilité en Belgique 2022 – 2032 d'Elia (2021): <https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/adequacy/adequacy-studies>

<sup>7</sup> Il s'agit pour :

- Le temps long : la problématique d'adequacy (insuffisance de production à long terme) pour l'équilibre global et de la problématique de capacité (insuffisance d'investissements de capacité) pour les réseaux de distribution
- Pour le temps court : la problématique de balancing (déséquilibres résiduels au niveau de la zone de réglage) pour l'équilibre global et de la problématique de congestion pour les réseaux de distribution.

particulièrement les URD raccordés au niveau basse tension. Il s'agit principalement de préciser les orientations de BRUGEL pour le raccordement des bornes de recharge, d'inciter les gestionnaires de réseau à adopter de nouveaux paradigmes, dans la planification de leur réseau en adéquation avec les défis de la transition énergétique et de favoriser l'accès et la participation des URD aux services de flexibilité.

## 5 Principes directeurs

Dans le cadre de sa réflexion sur l'encadrement du marché de la flexibilité, BRUGEL a adopté 5 principes directeurs pour guider ses actions, dans le cadre de ses compétences tarifaires, réglementaires et de conseils, pour faciliter l'accès, la participation et le développement des services de flexibilité. Chacun de ces principes oriente les réformes de BRUGEL vers un objectif clair, réalisable et utile pour la transition énergétique :

### **Principe 1 : l'accès des clients BT au marché de flexibilité doit être débloqué et facilité**

L'accès au marché de flexibilité s'effectue à deux niveaux : côté demande des services de flexibilité (les produits des marchés *Day-Ahead* et *Intraday*, balancing, réserves stratégiques, mécanisme de rémunération de capacité, marché local de flexibilité aux bénéfices des gestionnaires de réseau) et côté offre des services de flexibilité des clients :

- Côté demande des services : BRUGEL n'est compétente que pour le marché local de flexibilité mais compte contribuer, notamment lors des échanges au sein de FORBEG, à la définition des mesures de facilitation d'accès par la réduction des exigences et la levée des barrières à l'entrée pour les autres marchés de la flexibilité ;
- Côté offre des services : les conditions d'accès au réseau sont essentiellement du ressort des autorités régionales. Dans ce cadre, BRUGEL plaide pour une approche conjointe avec les autres Régions et le Fédéral pour définir en bonne intelligence les modalités d'échange d'information entre acteurs, notamment via un nouveau « *MIG flexibilité* »<sup>8</sup>.

Compte tenu des compétences qui lui sont conférées, les mesures que BRUGEL peut adopter sont de deux natures :

- *Les mesures de simplification des procédures d'accès* : il s'agit essentiellement d'éviter de mettre des barrières non-justifiées qui empêcheraient les clients de participer aux différents marchés.
- *Les mesures tarifaires pour les clients* : ces mesures visent à créer une dynamique et un accompagnement judicieux pour la mise en œuvre du marché de la flexibilité.

### **Principe 2 : la transition énergétique doit être inclusive**

Pour rendre la transition énergétique inclusive, il y a lieu de réexaminer certains principes basés notamment sur les constats qu'actuellement :

- Les utilisateurs avec un profil de charge plat financent en partie les coûts des utilisateurs de la pointe ;

<sup>8</sup> Manuel technique décrivant les modalités d'échanges d'information entre les gestionnaires de données (GRD) et les acteurs commerciaux (fournisseurs et agrégateurs). Un projet de manuel correspondant à cette définition et dénommé *Market Flexibility Guide* a été élaboré par SYNERGRID et approuvé par le VREG pour son application en Flandre.

- Les gros consommateurs financent en partie les coûts des petits consommateurs.

En outre, il y a lieu d'examiner dans le cadre du nouveau contexte (introduction progressive des nouveaux usages et des compteurs intelligents) des potentiels impacts :

- *En termes de discrimination en sein d'un même segment d'utilisateurs, selon que ces derniers soient équipés ou non de compteurs intelligents* : les clients avec un grand potentiel de flexibilité peuvent bénéficier des tarifs dynamiques (au niveau du *commodity*) adaptés à leur profil alors que les consommateurs à faible potentiel peuvent subir des prix élevés dus à leurs difficultés d'accès aux nouveaux services ou pour moduler leurs consommations quand les tarifs sont plus élevés ;
- *En termes de potentielles subsidiations croisées entre différents segments d'utilisateurs* (ex : les usagers de la recharge de véhicules électriques en maison unifamiliale Vs. en immeuble de logements) ;
- *En termes de subsidiations croisées entre différents types de nouveaux usages et entre les nouveaux usages et les usages classiques de l'électricité* ;

Plus particulièrement, une attention spécifique doit être portée, par chaque entité compétence qui la concerne, aux clients vulnérables par la mise en œuvre des mesures socio-économiques comme :

- Les prestations de suivi de consommation, la prévention du risque de surendettement, voire la mise à disposition d'équipements domotiques à des tarifs avantageux ;
- Un service d'accueil pour offrir un contact physique avec le client.

**Principe 3 : la réponse, par les investissements de capacité, aux contraintes du système électrique bruxellois doit être raisonnable**

Sur la base d'une analyse du système électrique bruxellois, les principaux atouts et contraintes dans le contexte de la transition énergétique ont été identifiés (voir les études annexées au présent document). Il en ressort que le système électrique bruxellois serait capable d'intégrer, notamment via des concepts nouveaux comme les communautés d'énergie, le potentiel de production décentralisée bruxellois. **Pour ce qui concerne le potentiel d'intégration de véhicules électriques et l'électrification du chauffage, les contraintes ne seraient pas soutenables avec les règles de renforcement actuelles « fit and forget<sup>9</sup> »** des réseaux de distribution et du transport régional. Ces règles doivent être adaptées sur la base de critères objectifs, transparents et non-discriminatoires et viser particulièrement les nouveaux usages. Ces règles de renforcement devront aboutir à fixer les limites d'une « **capacité raisonnable** » qu'il faut garantir par des investissements de capacité (câbles et transformateurs). Ces règles doivent être associées à l'obligation dans le chef des gestionnaires d'investir dans les réseaux intelligents pour optimiser la capacité disponible par une gestion dynamique des flux.

---

<sup>9</sup> Dans la philosophie « fit and forget », les investissements sont déterminés par les estimations de l'évolution, sur plusieurs années, de la pointe générée par la demande indépendamment de sa durée et de sa fréquence de survenance.

**Principe 4 : la régulation doit être anticipative, ciblée et mise en œuvre progressivement**

Compte tenu des délais nécessaires pour la mise en œuvre des réformes réglementaires et tarifaires et du besoin d'accompagner le démarrage du marché de la flexibilité en basse tension et son évolution vers sa maturité, il y a lieu d'introduire, de manière anticipative, un ensemble d'instruments réglementaires et tarifaires. Ceux-ci seraient « **adaptatifs** », pour être en lien avec les évolutions du marché en fonction de la maturité des problématiques visées. Ainsi, l'implémentation de ces instruments réformes peut-être étalée dans le temps, conditionnée à la réalisation de certaines conditions ou limitée à certains usages ou à certains utilisateurs du réseau. BRUGEL pense que ces instruments de régulation sont essentiels pour permettre la participation active des clients au marché de flexibilité (implicite et explicite)<sup>10</sup>. Il s'agit, entre autres, de nouvelles prescriptions techniques pour le raccordement des bornes de recharge, des nouveaux tarifs (par exemple les tarifs capacitaires périodiques et non-périodiques), etc.

**Principe 5 : les gestionnaires de réseau doivent être responsabilisés et incités**

Pour garantir la mise en œuvre effective des réseaux intelligents et des nouvelles règles de renforcement des réseaux de distribution et de transport régional, il y a lieu, pour ce qui concerne le GRD, de prévoir dans la nouvelle méthodologie tarifaire (ou éventuellement en adaptant celle qui est en vigueur) un mécanisme incitatif pour la réalisation de la roadmap « *SmartGrid* » pour la distribution. En outre, il y a lieu aussi de mettre en œuvre des dispositions réglementaires afin d'établir une responsabilité objective des gestionnaires de réseau (GRD et GRTR), notamment via l'enclenchement de la procédure de sanction administrative prévue par l'article 32 de l'ordonnance électricité en cas de non-respect de ces dispositions.

---

<sup>10</sup> La flexibilité implicite est sollicitée, à travers des signaux prix du marché, sans garantie de réponse;  
La flexibilité explicite est contractée explicitement et sollicitée avec obligation de résultat aux signaux ad-hoc ou automatique (produits d'ELIA)



## 6 Intégration au réseau des bornes de recharge pour véhicules électriques

En ce qui concerne l'électrification des usages, compte tenu des ambitions régionales pour la sortie des véhicules à énergies fossiles, la priorité est à ce stade essentiellement portée sur la définition des règles harmonisées pour le raccordement des bornes de recharge, en et hors voirie, afin d'éviter de voir se développer des recharges anarchiques à Bruxelles<sup>11</sup>.

Dans cette section, nous proposons un encadrement spécifique aux bornes de recharge hors voirie car les dispositions en place ou en préparation pour les bornes ouvertes au public sur les voiries nous semblent suffisamment complètes à ce stade de la réflexion.

### 6.1 Raccordement des bornes hors voirie et à usage privé

Le risque de voir se développer des raccordements « sauvages » des véhicules électriques est particulièrement présent dans les espaces privés et plus particulièrement dans les immeubles résidentiels et professionnels. En effet, en l'absence de réglementation claire sur les modes et les conditions de raccordement, les URD seront tentés de recharger leurs véhicules de manière anarchique en générant des risques de sécurité pour eux et pour les autres URD. Il y a donc lieu de prévoir rapidement un cadre réglementaire pour établir les droits et devoirs de chacun, y compris du GRD.

#### 6.1.1 Déclaration de la présence d'une borne de recharge

Compte tenu des contraintes apportées au réseau par les véhicules électriques, il y a lieu de prévoir dans le RTRD les dispositions suivantes :

- BRUGEL intégrera dans le règlement technique une obligation à charge de l'URD de déclarer au GRD le raccordement d'un ou plusieurs véhicules électriques à son point d'accès. La recharge d'un véhicule électrique étant l'un des cas obligatoires pour le placement d'un compteur intelligent conformément à l'article 26octies de l'ordonnance électricité, il est essentiel que le GRD soit informé du placement d'une borne, afin qu'un tel compteur puisse être installé dans la foulée. En cas de manquements à cette obligation, le GRD peut facturer ses déplacements lors de ses tentatives de placement de compteur intelligent. En effet, sans cette déclaration, le GRD ne sera pas informé des nouvelles demandes de capacité liées aux véhicules électriques et par conséquent, ne pourra pas les intégrer dans sa politique d'investissements. Une telle situation peut générer des congestions et des limitations graves d'accès au réseau pour les URD de bonne foi. En outre, l'URD fautif peut perdre les avantages tarifaires et les indemnités éventuelles en cas de limitation de l'accès. Par ailleurs, il y lieu

---

<sup>11</sup> La presse évoque déjà la présence de cas de raccordement sauvage à Bruxelles : <https://www.dhnet.be/regions/bruxelles/bruxelles-mobilite/la-recharge-sauvage-de-voitures-electriques-en-hausse-a-bruxelles-il-est-interdit-de-tirer-un-fil-sur-le-trottoir-rappelle-van-den-brandt-625e6a6d8ad582648b5dae> (page consultée le 16 mai 2022)



d'étendre cette obligation à tous les cas visés par une installation obligatoire et systématique d'un compteur intelligent dans l'article 26octies, §2 de l'ordonnance électricité ;

- Le GRD doit intégrer les données techniques (nombre, puissance,...) des bornes dans le registre d'accès et dans le processus de preswitching MIG6. Cette obligation s'applique aussi à toutes les cas indiqués dans l'article 26octies, §2 de l'ordonnance électricité ;
- Le GRD a l'obligation de mettre en œuvre les moyens de collecte d'informations, notamment via un outil accessible via internet et, une fois informé, procède à l'installation d'un compteur intelligent conformément à l'article 26octies, §2 de l'ordonnance électricité ;
- À la demande de l'URD, le GRD met en œuvre un comptage séparé pour la borne de recharge selon la prescription prévue au paragraphe 5.1.2 de ce projet d'avis. L'URD choisit un régime de comptage compatible avec son contrat commercial de la recharge. En outre, le GRD peut relever, dans le respect de la réglementation en la matière, la courbe de charge de la borne et du compteur de tête pour ses propres besoins notamment pour le pilotage des flux d'électricité sur son réseau et pour résoudre les situations de congestion, en permettant d'identifier les sources de prélèvement ou d'injection à l'origine de ces congestions et, le cas échéant, en intervenant de façon ciblée sur les sources identifiées.
- Le GRD a l'obligation d'établir un rapportage spécifique à la gestion du raccordement et de l'accès des bornes de recharge au réseau électrique. Ce rapportage peut être intégré au rapport sur la qualité des services du GRD. BRUGEL établira le canevas pour ce rapportage.

Par ailleurs, compte tenu de l'introduction à des rythmes de plus en plus importants des nouvelles charges sur le réseau de distribution, il y a lieu de lister en annexe du RTRD, les informations techniques utiles que le GRD peut requérir auprès des URD relatives à ces installations qui peuvent exercer une influence non négligeable sur le réseau de distribution.

### 6.1.2 Standardisation des schémas de raccordement des bornes privées

Etant donné le besoin d'offrir au marché des solutions de raccordement non-discriminatoires et suffisamment variées pour favoriser les opportunités raisonnables de valorisation des services de marché au sein du même point d'accès, le GRD a l'obligation d'établir, **pour le 1<sup>er</sup> janvier 2024** au plus tard, une prescription technique spécifique à l'accès et au raccordement des infrastructures de recharge des véhicules électriques sur ou en aval du réseau de distribution. BRUGEL propose d'intégrer cette obligation dans le Règlement technique, sur la base de sa compétence reprise à l'article 30bis, § 2, 4°, de l'ordonnance électricité. Ce travail d'encadrement du raccordement des bornes est déjà entamé par SYNERGRID qui a proposé un projet de prescription pour discussion au sein de FORBEG. BRUGEL soutient cette initiative, qui vise à harmoniser les schémas de raccordement au niveau belge, et demande la prise en compte dans la prochaine version de ladite prescription des exigences minimales suivantes :

- La puissance minimale garantie de raccordement d'une borne de recharge est de 3.7kVA. L'URD peut demander une puissance plus importante (7, 11 ou 22kVA) selon les tarifs qui seront approuvés par le régulateur. Si le GRD estime que le raccordement doit être renforcé, un tarif de renforcement pourrait être appliqué ;

- Les schémas de raccordement doivent s'appuyer sur l'état de l'art en la matière et être suffisamment variés pour tenir compte des configurations les plus probables dans un contexte urbain comme celui de Bruxelles ;
- Les schémas de raccordement imposés dans la prescription ne doivent pas interdire « *by design* » des opportunités économiques d'agrégation des services marché (par exemple, production locale avec prélèvement pour la recharge) ;
- BRUGEL approuve la proposition de prescription du GRD et ses modifications après consultation publique organisée par ce dernier selon la procédure d'approbation fixée dans le Règlement technique réformé ;
- La prescription peut être modifiée, à l'initiative du GRD ou de BRUGEL. Le GRD est tenu de motiver ses propositions de modification de cette prescription, notamment sur la base des résultats de projets pilotes ou des études pertinentes qui tiennent compte des impacts de la recharge des véhicules électriques sur la stabilité du réseau et la sécurité d'alimentation des URD.

Par ailleurs, en cas de retard dans la soumission du projet de prescription pour approbation, BRUGEL pourrait lancer le mécanisme de sanction administrative prévu par l'article 32 de l'ordonnance électricité.

### 6.1.3 Installations de recharge situées en aval des raccordements collectifs

Il s'agit des situations actuellement gérées par des réseaux privés, des sites professionnels multiutilisateurs et des immeubles avec parkings qui peuvent accueillir un réseau de bornes de recharge pour véhicules électriques. En effet, l'avant-projet d'ordonnance électromobilité a apporté, par ses dispositions de l'article 12, une dérogation à l'interdiction de créer de nouveaux réseaux privés imposée par l'ordonnance électricité dans son article 7 § 7.

Compte tenu de la nature différenciée de l'usage principal (résidentiel et non-résidentiel) des structures qui peuvent accueillir un réseau de bornes de recharge, le GRD doit établir dans la prescription mentionnée au paragraphe 5.1.2, les conditions et les schémas de raccordement des bornes dans le respect des considérations ci-dessous, qui seront intégrées dans le RTRD :

- Distinguer les points de recharge raccordés en aval d'un point de raccordement :
  - à usage non-résidentiel : cas de réseaux multiutilisateurs, immeubles de bureaux avec parkings, centres commerciaux...;
  - à usage résidentiel : logements individuels et collectifs avec garage ou parkings. Dans le cas d'usage résidentiel, BRUGEL estime que l'article 13bis, § 6, peut également permettre la mise en place d'infrastructures de recharge, dans le cadre d'un partage d'électricité entre différents clients actifs. En effet, cet article prévoit que le partage peut notamment s'organiser entre différents clients actifs à des fins de recharge d'un véhicule électrique.
- Pour les logements collectifs, la prescription doit établir, outre les exigences de sécurité selon les normes en vigueur :

- Les règles de fixation du nombre de bornes maximum autorisées, sans renforcement du réseau, dans le parking de l'immeuble notamment en tenant compte de la capacité du raccordement collectif de l'immeuble et de la disponibilité de la capacité en amont sur la cabine réseau concernée ;
  - La capacité maximale de raccordement autorisée sur les communs de l'immeuble pour ne pas empiéter sur la capacité disponible pour les appartements sur le raccordement collectif de l'immeuble. Un dispositif permettant de contrôler la puissance cumulée appelée par les bornes doit être prévu ;
  - Les schémas de raccordement et de comptage pour les bornes permettant, le cas échéant, à chaque utilisateur de la borne (résident de l'immeuble ou locataire de la place de parking) d'être alimenté, pour ce qui concerne la recharge, par le fournisseur de son choix ;
- Pour les sites et immeubles avec parking professionnel, la prescription doit établir les conditions de raccordement directement au réseau ou via un réseau privé dont :
- Les schémas de raccordement et de comptage pour les bornes appartenant au gérant du site ou de l'immeuble professionnels.

En outre, dans tous les cas, la prescription précitée doit indiquer les options de raccordement au réseau pour un tiers investisseur qui souhaite exploiter les bornes de recharge. Ce tiers investisseur doit pouvoir contracter avec un fournisseur de son choix ;

Par ailleurs, le RTRD doit définir :

- Les conditions et la procédure d'agrément des réseaux privés accueillant les bornes de recharge pour véhicules électriques ;
- Les droits et devoirs du gestionnaire du réseau privé vis-à-vis du GRD et de l'exploitant tiers.

#### 6.1.4 Refus de la demande de raccordement

L'ordonnance électricité précise dans son article 7, §3, que :

*« Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut refuser l'accès au réseau que s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire (...). La décision de refus est motivée et repose sur des critères objectifs et techniquement et économiquement fondés.*

**Lorsque la décision de refus concerne le raccordement d'un point de recharge, en raison de la non-disponibilité de la capacité nécessaire, les informations pertinentes sur les mesures nécessaires pour renforcer le réseau et sur les mesures alternatives sont fournies au tiers qui a sollicité le raccordement s'il en fait la demande.** » (Nous surlignons).

Le GRD doit préciser, dans la prescription visée par le paragraphe 6.1.2 ci-dessus, les modalités et les mesures alternatives permettant la réalisation effective du raccordement du point de recharge. Le GRD doit en outre rapporter à BRUGEL les cas de refus, les motivations et les solutions envisagées ou mises en œuvre en concertation avec les URD concernés.

## 6.2 Gestion des services de recharge sur le point d'accès

### 6.2.1 Activation des services liés à la borne (recharge et flexibilité)

Pour réussir l'intégration au réseau des bornes de rechargement, au même titre que les autres charges électriques (production, chauffage, batteries stationnaires), il y a lieu d'autoriser l'activation de plusieurs services de marché au sein du même point d'accès au réseau. En outre, les URD devraient aussi disposer de la possibilité de contracter ces services auprès de plusieurs acteurs commerciaux pour tirer avantage de la concurrence et obtenir les meilleurs prix. Actuellement, les points d'accès sont configurés, via la plateforme ATRIAS et son code d'échange de données MIG6, pour permettre seulement la valorisation des prélèvements et des injections par au maximum deux acteurs distincts. En effet, actuellement, il n'est pas possible d'avoir deux contrats de prélèvement (par exemple, un pour le véhicule électrique et un autre pour les autres consommations de l'installation située derrière le même point d'accès).

Par conséquent, pour permettre **l'enregistrement de plusieurs acteurs sur un même point d'accès**, le GRD doit, **pour le 1<sup>er</sup> janvier 2024 au plus tard**, mettre en œuvre en concertation avec les différents acteurs des processus du marché décrivant les relations, les droits et devoirs des acteurs impliqués sur le point d'accès. Cette obligation se fonde notamment sur l'article 24, § 1<sup>er</sup>, 3<sup>o</sup>, de l'ordonnance électricité, qui impose au GRD d'adopter et de mettre en œuvre les mesures techniques nécessaires pour que l'approvisionnement électrique d'un point de recharge puisse faire l'objet d'un contrat distinct.

Ces processus doivent au moins tenir compte des considérations suivantes :

- L'établissement dans le registre d'accès d'un point d'accès multi-services avec comme unité de switch au sein du marché un **point de service** qui peut se situer physiquement sur le compteur de tête ou derrière le compteur de tête (sous-compteur) :
  - o On distingue deux types :
    - **Point de service « marché »** : point auquel on peut associer un « détenteur d'accès service marché » et un URD pour le service concerné. Les services peuvent être :
      - La borne de recharge ;
      - Le prélèvement et l'injection, ou alternés ;
      - La production locale ;
      - Le service de flexibilité explicite ;
      - Le partage d'énergie.

**Le détenteur d'accès service « marché »** : personne physique ou morale associée au point de service « marché » endossant les responsabilités relatives à ce point. Le détenteur d'accès service « marché » doit signer un contrat d'accès avec le GRD.

- **Point de service « données »** : point auquel on peut associer une tierce partie (ESCO) pour récupérer les données sur les points de mesure.

- L'établissement d'un **détenteur d'accès principal** sur le point d'accès : c'est le titulaire du « point de service marché prélèvement » situé sur le compteur de tête. L'activation ou la désactivation du point de service sur lequel il y a un détenteur d'accès principal entraîne l'activation ou la désactivation des autres points de service.
- L'établissement d'un **URD principal** sur le point d'accès : c'est l'URD qui a signé un contrat de fourniture avec le détenteur d'accès principal pour les prélèvements enregistrés sur le compteur de tête. Donc il doit être possible d'enregistrer un URD distinct de l'URD principal sur le point de service marché de la borne de recharge.

## 6.2.2 Gestion des consentements des URD pour l'activation des services sur le point d'accès

Jusqu'à maintenant, l'activation des services énergétiques dans la plateforme informatique du GRD (CMS/ATRIAS actuellement) est toujours réalisée par la partie commerciale à la demande des clients. Il serait donc logique de recueillir le consentement des clients pour la communication de leurs données de comptage lors de la demande d'activation d'un service disponible sur le point d'accès. Le GRD doit toutefois contrôler si toutes les demandes introduites par l'acteur commercial ont reçu le consentement des clients concernés.

S'agissant du traitement des données de comptage issues des compteurs intelligents, l'ordonnance électricité précise dans l'article 26octies :

« (...) § 4. Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut collecter des données à caractère personnel à distance qu'après avoir obtenu le consentement de l'utilisateur du réseau de distribution identifié sur le point d'accès. Cette obligation s'impose également lorsqu'un nouvel utilisateur du réseau de distribution est identifié sur un point d'accès, indépendamment du choix effectué par l'utilisateur du réseau de distribution précédemment identifié sur le point d'accès. Le gestionnaire du réseau de distribution veille à ce que l'utilisateur du réseau de distribution puisse donner son consentement d'une manière aisée.

(...)

L'utilisateur du réseau de distribution **active la fonction communicante** de son compteur intelligent pour pouvoir exercer les activités suivantes : **recharge d'un véhicule électrique, participation à des services de flexibilité ou d'agrégation, partage d'électricité, achat d'électricité par un échange de pair à pair ou toute activité susceptible de générer l'injection d'électricité sur le réseau de distribution** ». (Nous surlignons).

L'ordonnance fait ainsi et à juste titre le lien entre l'exercice de certaines activités et le besoin d'activer la fonction communicante du compteur intelligent. Il y a lieu donc d'intégrer dans le RTRD les dispositions suivantes :

- L'acteur commercial enregistré sur le point de service de recharge doit informer préalablement l'URD de façon claire et compréhensible de la nécessité d'activer la fonction communicante de son compteur ainsi que la nature des données de comptage requises. Lors du placement du compteur, le GRD a aussi l'obligation d'informer l'URD des fonctionnalités activables de son compteur et de la nécessité de la communication de certaines données pour contracter certains services du marché ;

- Le fournisseur de service énergétique qui active auprès du GRD un service énergétique requérant la mise à disposition d'un certain type de données de comptage est réputé avoir reçu l'accord de l'utilisateur du réseau de distribution pour la fourniture dudit service énergétique ainsi que pour la transmission des données de comptage requises. Le GRD doit être en mesure de réaliser les contrôles nécessaires permettant de dissuader les demandes d'accès introduites sans le consentement des clients concernés ;
- Le GRD doit donner accès notamment directement via son site web ou via internet aux URD afin qu'ils puissent vérifier les services activés sur leur point d'accès ainsi que l'acteur commercial qui en a fait la demande et les données de comptage communiquées. Le cas échéant, l'URD introduit auprès du GRD une demande d'invalidation de la demande s'il estime que l'acteur commercial a usurpé de son droit. Le GRD rapporte périodiquement à BRUGEL sur les incidents constatés en lien avec la gestion des demandes des URD.

## 6.3 Gestion des congestions

La gestion des congestions sur le réseau de distribution peut intervenir à plusieurs niveaux et à des temps différents. En effet, dans le contexte de la transition énergétique, le GRD sera confronté à certaines situations de congestion. Il s'agit principalement de :

- Congestions prévisibles jusqu'à Y-1 liées aux difficultés du GRD d'investir dans la capacité pour des raisons d'encombrement ou d'impétrants ;
- Congestions prévisibles jusqu'à J-1 liées à la météo comme la présence combinée du froid, temps gris et pas de vent ou à cause d'une production intermittente importante – vents forts et soleil dégagé sur le pays ;
- Congestions infra-journalières imprévisibles dans les cas où le GRD serait dans l'impossibilité de prévoir leurs moments et la localisation de leur survenance.

Face à ces congestions, le GRD peut chercher les réponses adéquates via les investissements dans le cuivre et dans l'intelligence pour optimiser la capacité disponible via des incitants tarifaires afin de réduire les appels de puissance des URD, ou en contractant des services de flexibilité via des appels de marché.

### 6.3.1 Réactions des URD aux signaux tarifaires

Pour optimiser les investissements et l'utilisation de la capacité disponible du réseau électrique, il y a lieu de mettre en œuvre des instruments tarifaires incitatifs pour réduire l'appel de puissance par les URD et réduire les risques de congestions sur le réseau. Ces instruments peuvent s'appuyer sur des tarifs statiques par seuils de capacité disponible sur le raccordement ou dynamiques par la mesure de la pointe mensuelle appelée par les installations de l'URD. C'est dans cette optique que BRUGEL compte, dans le cadre de la réforme de la méthodologie tarifaire actuelle, analyser les meilleurs instruments tarifaires (mesure de pointe, time-of-use...) et les mieux adaptés au contexte bruxellois. La pertinence de ces instruments sera analysée au regard de leur capacité à générer un comportement vertueux des URD et des coûts de mises en œuvre pour le GRD.

### 6.3.2 Communication du GRD sur l'état du réseau

En plus des moyens développés ci-dessus, le GRD doit déployer des outils lui permettant d'informer le marché sur l'état de son réseau et les risques de congestions en tenant compte des considérations suivantes :

- Les modalités de ces informations doivent être élaborées en concertation avec les acteurs du marché : la fréquence et la granularité (géographique et temporelle) des échanges doivent tenir compte des besoins du marché et de la capacité (technique et financière) du GRD à offrir ce service ;
- Le GRD doit mettre en œuvre un projet pilote, en collaboration éventuelle avec les autres gestionnaires du réseau et acteurs du marché, pour tester la faisabilité technique et opérationnelle des mécanismes de communication et de transmission des informations actualisées au marché (exemple de concept souvent citée dans la littérature : *traffic lights*) ;
- La mise à disposition du marché des informations actualisées sur l'état du réseau n'octroie pas au GRD un droit absolu de limiter la capacité disponible ; Le RTRD doit définir les conditions et les modalités d'indemnisation, par le GRD, de l'URD impacté (voir paragraphes 5.4 ci-dessous) ;

### 6.3.3 Actions curatives du GRD via la limitation de la capacité de la borne

Lorsque les moyens développés ci-dessus n'ont pas pu empêcher la survenance d'une congestion, le GRD doit procéder à la limitation de la capacité des bornes de rechargement conformément aux dispositions de l'ordonnance électricité.

En effet, l'article 9<sup>ter</sup> de cette ordonnance consacre pour le GRD le droit de limiter les bornes de rechargement sous certaines conditions définies dans le RTRD :

« (...) Les règlements techniques (...) définissent notamment (...)  
20° les conditions dans lesquelles le gestionnaire de réseau peut, sur la base de critères techniques objectifs, transparents et non discriminatoires, piloter la recharge d'un véhicule électrique raccordé à son réseau, limiter ou refuser la puissance délivrée pour la recharge d'un véhicule électrique raccordé à son réseau, limiter ou refuser la puissance réinjectée lors de la décharge d'un véhicule électrique raccordé à son réseau, pour une durée déterminée afin de garantir la sécurité du réseau de transport régional ou du réseau de distribution. ».

Dans ce cadre et afin de garantir l'intégration de ces bornes dans le respect de la sécurité du réseau de distribution, BRUGEL propose de nouvelles dispositions dans le RTRD pour encadrer le droit du GRD de limiter la puissance mise à disposition de l'URD :

- L'URD dispose, en situation normale du réseau, de la pleine capacité de son raccordement ou de la puissance mise à disposition selon les conditions tarifaires approuvées par le régulateur<sup>12</sup>;

---

<sup>12</sup> Dans le cadre de l'examen de la future méthodologie tarifaire (2025-2029), BRUGEL compte analyser la faisabilité technique et économique de plusieurs tarifs contribuant à la réussite de la transition énergétique.



- Le GRD peut limiter, sans compensation, la capacité disponible sur une borne de recharge afin d'éviter une congestion sur le réseau de distribution. La limitation ne peut s'opérer que sur les capacités allouées aux véhicules électriques et ne doit pas empiéter sur la puissance minimale de raccordement à 3.7kVA par borne de recharge. En effet, une limitation sans compensation à un niveau de puissance inférieur à 3.7kVA n'est pas permise ;
- La limitation peut s'opérer à distance ou localement en cas de problèmes de communication. L'URD a l'obligation de faciliter l'accès par le GRD à son installation et entreprendre toutes les actions nécessaires, en ce compris, s'il y a lieu, l'interruption de l'alimentation en électricité conformément à l'article 7 §5 de l'ordonnance électricité ;
- L'intervention du GRD doit être proportionnée et circonscrite à la prévention de congestions avérées ou imminentes. Sauf pour des situations dûment motivées par le GRD, l'intervention doit être limitée pour maximum deux périodes de (xx) heures par jour. Le GRD doit prévoir un moyen de communiquer ces informations aux URD et aux acteurs concernés. Les modalités pratiques de ces opérations doivent être formalisées dans la prescription citée précédemment (voir paragraphe 6.1.2 du présent document) ;
- Le retour au régime normal doit être organisé dès que le risque de congestion s'est éloigné. Le GRD doit pouvoir apporter la preuve de congestions avérées ou imminentes, en précisant les plages de temps, notamment par des mesures instantanées de flux d'énergie en lien avec les capacités des composants de son réseau impliqués dans les congestions.

## 6.4 Mécanisme d'indemnisation par le GRD

L'ordonnance électricité prévoit des dispositions relatives à l'indemnisation des URD en cas de non-respect par le GRD des modalités de limitation, BRUGEL recommande au Gouvernement d'instaurer un mécanisme d'indemnisation des URD lorsque le GRD ne respecte pas les modalités présentées au paragraphe 6.3.3 ci-dessus.

En outre, le mécanisme vise à inciter le GRD à investir dans l'intelligence du réseau afin d'améliorer l'observabilité end-to-end du réseau, d'anticiper les congestions et d'éviter les limitations problématiques.

BRUGEL recommande de définir le mécanisme comme suit :

- La limitation doit résulter d'une action directe du GRD sur la borne de recharge ;
- Ce mécanisme est sans préjudices des réparations et indemnités « coupures longues » éventuelles (régime actuel d'indemnisation) ;
- Une indemnisation inférieure à (X)euros n'est pas due (montant à déterminer) ;
- L'indemnisation vise à réparer, à un tarif régulé, un dommage correspondant, au moins, à l'énergie non-consommée pendant la durée de limitation ;
- L'indemnisation due serait égale au nombre de kW réduits x nbr d'heures de limitation x (X) €.



## 7 Intégration de la flexibilité dans l'Asset Management

La politique d'Asset Management actuelle est essentiellement basée sur le concept « *fit and forget* », une prise de risques minimaliste notamment via une politique de remplacement volontariste, et une rationalité économique opportuniste axée sur la problématique des impétrants.

Comme le réseau de distribution n'est pas une simple plaque de cuivre avec une capacité d'accueil illimitée des productions, des charges flexibles ou des nouveaux usages, il y a lieu d'établir des moyens d'utilisation rationnelle des capacités du réseau. Ceci peut s'effectuer au niveau des politiques d'Asset Management des gestionnaires (GRD et GRTR) par la révision des règles de renforcement des réseaux. Ces règles devraient viser un optimum sociétal global et ne pas se limiter au seul optimum économique et opérationnel des gestionnaires de réseau.

Dans cet esprit, BRUGEL compte inscrire dans les projets de RTRD et RTRTR les obligations suivantes dans le chef du GRD et du GRTR chacun pour ce qui le concerne :

- Les gestionnaires doivent adapter leurs règles de renforcements du réseau électrique qui tiennent compte des nouvelles charges électriques ;
- Les politiques d'Asset Management des gestionnaires doivent soutenir la transition énergétique par des investissements de capacité et d'intelligence. Les gestionnaires doivent toujours envisager et privilégier des investissements d'intelligence ou le recours aux services de flexibilité au lieu d'investissements dans le cuivre pour remédier aux problèmes de congestion ou pour garantir une recharge synchrone pour les véhicules électriques avec une puissance de 3.7kVA ; En même temps, la méthodologie tarifaire doit veiller, par des instruments appropriés, à ce que le GRD ne surinvestisse pas dans le cuivre pour remplir ses obligations ;
- Le GRD doit tenir un cadastre à jour des éléments de son réseau pour distinguer les assets faibles, moyens et forts d'un point de vue capacité et vétusté afin de déterminer les réserves de capacité up et down de son réseau ;
- Le GRD doit implémenter des modèles d'estimation fiables des besoins en capacité des nouveaux usages, particulièrement pour les bornes de recharge ;
- Le GRD doit rapporter, lors de la remise de son rapport sur la qualité des services, avec des indicateurs pertinents la gestion des bornes de rechargement.

Il y a lieu d'inciter le GRD à développer des outils nécessaires lui permettant d'activer des services auxiliaires ou de capacité fournis par les URD. La politique d'Asset Management du GRD doit donc intégrer à termes l'acquisition des services de flexibilité pour la gestion des congestions ou les services auxiliaires comme le réglage de tension conformément aux prescrits de l'ordonnance électricité qui impose, dans son article 7, au GRD de « *prévoir, lors de la planification du développement du réseau de distribution, les mesures et l'acquisition de services nécessaires à l'amélioration de l'efficacité de la gestion et du développement du réseau de distribution et permettant de réduire, avec un bon rapport coût-efficacité, la nécessité de moderniser ou de remplacer des capacités électriques. L'acquisition de ces services, y compris des services de flexibilité, est faite selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, à moins que Brugel n'ait établi que l'acquisition de ces services ne peut se faire dans un bon rapport coût-efficacité ou risque d'entraîner de graves distorsions du marché ou une congestion plus importante* ». (Nous surlignons)

Dans cette perspective, BRUGEL compte inscrire dans le RTRD les dispositions suivantes :

- Le GRD doit mettre en œuvre les moyens d'observation (voir paragraphe 8 du présent document) suffisants pour mieux cibler ses besoins en services de flexibilité lui permettant de réaliser des gains par rapport à un investissement classique ;
- Le GRD doit avoir la priorité par rapport aux autres acteurs demandeurs de la flexibilité pour l'accès, via des appels d'offre, aux ressources de flexibilité pour gérer ses congestions ou pour déferer ses investissements de capacité. En effet, selon l'endroit de la survenance de la congestion sur son réseau, le GRD peut rencontrer des difficultés importantes de mobiliser les ressources de flexibilité (marché très local et peu liquide), alors que les autres acteurs devraient avoir plus de choix pour répondre à leurs besoins par la possibilité de mobiliser les ressources sur toute la Belgique. Le concours d'intérêts est donc clairement en défaveur du GRD. Pour BRUGEL, la logique physique veut que les contraintes locales soient prioritaires sur les contraintes globales.

## 8 Mise en œuvre des réseaux intelligents

Le GRD est appelé à mettre en œuvre **une feuille de route** ambitieuse pour la transformation de son réseau en réseau intelligent. Cette feuille de route doit être déclinée en plan d'action réaliste, effectif et dans un horizon de temps compatible avec les défis attendus en Région de Bruxelles-Capitale. Cette demande s'inscrit notamment dans le cadre de la compétence octroyée à BRUGEL par l'article 30bis, § 2, 32°, qui lui impose de « *contrôler et évaluer la performance du gestionnaire du réseau de distribution en ce qui concerne le développement d'un réseau intelligent qui promeut l'efficacité énergétique et l'intégration de l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables, sur la base d'un ensemble limité d'indicateur* ». Dans le cadre de cette compétence, BRUGEL doit publier un rapport tous les deux ans. La mise en place de cette feuille de route permettra à BRUGEL d'opérer ce contrôle de manière concrète, et de disposer de données suffisantes afin d'évaluer la performance du GRD.

L'objectif poursuivi est de permettre au GRD de jouer pleinement son rôle de facilitateur du marché en permettant de réaliser les transactions commerciales à moindre coût, sans biais et sans délais.

Les fonctionnalités minimales à obtenir doivent permettre :

- **L'observabilité du réseau en end-to-end** : cette fonctionnalité peut se faire via un monitoring judicieux des réseaux MT et BT. Le déploiement des moyens d'observation peut être opportuniste et progressif avec des solutions éprouvées et testées par d'autres GRD pionniers;
- **L'identification des points d'accès dans le réseau** : il s'agit de la capacité de déterminer les liens entre les points d'accès et les éléments du réseau. Cette fonctionnalité est indispensable pour évaluer la capacité disponible, de gérer les flux et d'objectiver les actes posés à distance sur un point d'accès ;
- **La possibilité de poser des actes de contrôle-commande à distance** : cette fonctionnalité devrait permettre au GRD de gérer les flux de manière dynamique et de poser tous les actes lui permettant de moduler la puissance mise à disposition chez les URD ;
- **La communication au marché des informations objectives et fiables sur l'état du réseau** : la granularité et la fréquence de communication de ces données doivent être compatible avec les exigences du marché.

Tenant compte de ces impératifs, BRUGEL compte inscrire dans le RTRD, les dispositions suivantes :

- Le GRD a l'obligation de réaliser **avant le 1<sup>er</sup> janvier 2024** une feuille de route « *SmartGrid* » avec un plan d'action et un calendrier de mise en œuvre compatible avec l'essor des véhicules électriques et l'électrification du chauffage. Cette feuille de route doit traduire des changements de paradigmes dans la gestion du réseau.
- La feuille de route est approuvée par BRUGEL après consultation publique ;

- La feuille de route est mise en œuvre via un mécanisme incitatif (exemple : bonus/malus) à déterminer dans la nouvelle méthodologie tarifaire, en lien avec les investissements, la participation du GRD à des études et projets pilotes, et selon des business plan soumis par le GRD et approuvés par BRUGEL ;
- Le GRD doit rapporter avec des indicateurs pertinents ses investissements de capacité et d'intelligence « *SmartGrid* » : un nouveau canevas des plans de développement permettant de faire la distinction entre les investissements dans le cuivre, de « *SmartGrid* » et les acquisitions des services de flexibilité sera établi par BRUGEL en concertation avec le GRD.

Par ailleurs, en cas de retard dans l'élaboration de cette feuille de route, BRUGEL pourrait lancer la procédure de sanction administrative prévue par l'article 32 de l'ordonnance électricité.

En outre, le GRD/GRTR doit, chacun pour ce qui le concerne :

- respecter ses engagements en matière d'investissements de capacité (dans le cuivre et dans l'intelligence) et leurs délais de réalisation. Le gestionnaire doit motiver le cas échéant l'impossibilité de répondre à ces engagements,
- estimer correctement les besoins en capacité des nouveaux usages (cas de faute manifeste est prise en compte),

## 9 Accès aux marchés

La mise en œuvre des 5 principes directeurs de BRUGEL (voir paragraphe 5 du présent avis) passe par la définition d'un ensemble d'actions en faveur des clients finals et des acteurs du marché pour leur permettre de jouer pleinement leur rôle et de saisir les opportunités économiques qui accompagnent la transition énergétique. Dans cet esprit, BRUGEL estime qu'il est indispensable de mettre en œuvre trois types de mesure pour faciliter l'accès aux marchés pour les clients et les nouveaux acteurs (agrégateurs). Il s'agit des :

- Mesures de simplification des procédures d'accès ;
- Mesures de soutien tarifaire ;
- Mesures de protection des consommateurs.

Ci-dessous les mesures préconisées pour chacune de ces trois catégories.

### 9.1 Mesures de simplification des procédures d'accès

Il s'agit particulièrement de procédures de préqualification et des études préalables aux raccordements des nouveaux usages. BRUGEL préconise de :

- Standardiser les procédures de préqualification des URD qui disposent d'une capacité de raccordement supérieure ou égale à 56kVA ;
- Instaurer un régime simplifié pour les URD qui disposent d'une capacité de raccordement inférieure à 56kVA : le GRD doit seulement être informé de l'appartenance de ces URD aux niches indiquées dans l'article 26octies de l'ordonnance électricité. Une préqualification par pool de clients pour tous types de produits peut être envisagée par le GRD. Dans ce cas, c'est le fournisseur de services de flexibilité qui demande l'étude de détails et qui répond des risques induits par un pilotage de pool de clients. Dans cette optique, il y a lieu de mettre en œuvre un projet pilote pour analyser les différentes situations susceptibles de se présenter et implémenter les méthodes les plus appropriées ;

- Instaurer une étude de détail payante<sup>13</sup> pour les demandes de capacité supplémentaire à 3.7kVA pour les bornes de recharge : les analyses qui seront effectuées dans le cadre de ces études de détail doivent s'appuyer sur des critères transparents, objectifs, standardisés et harmonisés ;
- Alléger les exigences administratives d'octroi et de suivi des licences de fourniture de services d'agrégation et de fourniture de services de flexibilité ;
- Permettre des « Switches » rapides (en moins de 24h à partir de 2026) d'acteurs (agrégateur ou fournisseur) et sans surcoûts : le GRD a l'obligation de prévoir des scénarii compatibles avec ces exigences dans les MIG (fourniture et flexibilité) ;
- Permettre l'enregistrement de plusieurs acteurs sur un point d'accès : le GRD a l'obligation d'adapter le registre d'accès pour permettre aux URD de contracter plus d'un contrat commercial avec différents acteurs sur leur point d'accès (voir paragraphe 5.2.1 du présent document).

## 9.2 Mesures tarifaires

Les tarifs de distribution doivent refléter les coûts résultant de la maintenance, de la gestion et du développement du réseau<sup>14</sup>. Pour autant, l'ACER considère que la manière dont les tarifs sont conçus peuvent également fournir des incitants aux utilisateurs du réseau pour adapter leur comportement. Certains tarifs différenciés, ou des exemptions de tarifs, peuvent également être appliquées, pour autant que des raisons puissent le justifier. Par ailleurs, de tels tarifs seront prévus pour une période temporaire, et au terme de cette période, feront l'objet d'une révision périodique par BRUGEL<sup>15</sup>,

Dans l'esprit de la nouvelle ordonnance, BRUGEL doit tenir particulièrement en compte du besoin d'assurer un équilibre entre la solidarité de la couverture des coûts et les incitants permettant la participation active des clients, notamment via les partages d'énergie, à l'optimisation des investissements du réseau.

Il s'agit d'implémenter deux types de mesures tarifaires :

- **Les mesures transitoires et dégressives :**

Il s'agit, entre autres, d'établir :

- Des tarifs préférentiels pour les opérations à distance (index mensuels, ouverture/fermeture compteur, changement de capacité disponible) ;
- Des tarifs préférentiels pour les données informatives détaillées (hors facturation) (demandées avant de conclure des contrats dynamiques) ;

---

<sup>13</sup> Sous réserve des conclusions des analyses qui seront effectuées dans le cadre de la nouvelle méthodologie tarifaire.

<sup>14</sup> Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, J.O., L 158/125, 14 juin 2019, considérant 81 et article 59 ; Règlement 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, J.O., TO DO, art. 18, § 1<sup>er</sup>.

<sup>15</sup> ACER, *Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe*, Février 2021,

- Des tarifs préférentiels pour les moyens de rapatriement des données du port PI (frais de communication et coût du dongle). Dans ce cadre, BRUGEL encourage le GRD dans ses actions visant le développement d'une plateforme de transmission de données NRT (Near Real Time) ainsi qu'un dongle standard pour permettre la communication des données NRT du port PI du compteur intelligent vers cette plateforme. Les données NRT pourront ainsi être transmises aux acteurs de marché et aux clients eux-mêmes à coûts raisonnables. Ceci permettra aux acteurs de marché de développer des services (pas uniquement limités à la flexibilité) à valeur ajoutée pour les utilisateurs de réseau et d'éviter le « *vendor lock-in* » et permettre à un client d'adhérer à plusieurs services en même temps ;

Préalablement à la mise en œuvre de ces mesures, BRUGEL compte réaliser une estimation chiffrée pour déterminer le niveau de soutien et la durée de sa dégressivité. Une analyse de faisabilité juridique sera également menée.

- **Les tarifs des nouveaux usages en lien avec la transition :**

BRUGEL compte réaliser une étude spécifique pour évaluer l'opportunité d'introduire des tarifs spécifiques pour les nouveaux usages (batteries pour véhicules électriques, batteries stationnaires, ...) afin de soutenir la transition énergétique. À nouveau, comme pour les tarifs mentionnés ci-dessus, si des exemptions ou des tarifs différenciés devaient être appliqués, ceux-ci le seront pour une période déterminée, et feront l'objet d'une révision par BRUGEL au terme de cette période. Il s'agit, entre autres, des tarifs suivants :

- Tarif de raccordement flexible pour la production et la consommation ;
- Tarif de renforcement du réseau pour les demandes de capacités supérieures aux capacités physiques disponibles sur les raccordements ;
- Tarif de capacité mise à disposition (périodiques et non-périodiques) ;
- Tarif de réservation de capacité pour les nouveaux projets ou rénovations importantes ;
- Tarif de mise à disposition des données informatives ;
- Tarif des opérations à distance sur les compteurs intelligents.

### 9.3 Mesures de protection des consommateurs

Avant toute chose, notons que vu le contexte compliqué dû à la crise énergétique, la confiance du client dans le marché a tendance à s'effriter. Il est dès lors important de tenter d'augmenter l'adhésion et la confiance des consommateurs dans le marché. Dès lors, une transition énergétique inclusive, qui permet à tous les consommateurs, de bénéficier des opportunités qui l'accompagnent, doit d'une part, être accompagnée d'une information pour tout public et d'autre part, être encadrée de balises afin d'éviter tout effet négatif pour les clients les plus vulnérables. Elle devrait s'effectuer le plus harmonieusement possible et dans le respect des spécificités de chacun.

BRUGEL suggère, après évaluation des coûts associés et des adaptations légales éventuelles, les actions listées ci-dessous. Comme la majorité de ces actions ne relèvent pas de la compétence directe du régulateur, ce sont des suggestions formulées par BRUGEL à l'attention des autorités ou opérateurs compétents, pour lesquelles BRUGEL se tient par ailleurs à disposition pour alimenter les réflexions.

- Etude de segmentation conceptuelle des clients vulnérables, en tenant compte entre autres du taux de précarité, des fractures numériques et énergétiques. Cette étude devrait être menée en concertation avec les acteurs sociaux concernés ;
- Identification et mise en place de mesures adaptées à chaque segment identifié dans le point précédent, pour un meilleur ciblage ;
- Mise à disposition des données détaillées sous forme compréhensible relatives aux services de flexibilité en instituant une obligation de service public dans le chef des GRD et des acteurs commerciaux. BRUGEL plaide pour des mesures harmonisées entre les trois Régions ;
- Mise à disposition au tarif réduit d'outils de suivi de la consommation notamment via une application dédiée développée par le GRD pour ces clients ou via un « In-home display », notamment en collaboration avec les sociétés de logements sociaux ou publics ;
- Mise à disposition par le GRD d'un service d'accueil client (contact physique) pour informer les clients sur les nouveaux services et les applications associées. Une collaboration avec les CPAS serait judicieuse, comme c'est le cas pour d'autres mesures sociales ;
- Continuer la réflexion entamée par la Fondation Roi Baudouin afin d'adapter le tarif social pour le rendre inclusif en termes d'intérêt pour les clients concernés à participer aux services de flexibilité. En effet, la formule actuelle « all-in » avec maximum deux tranches horaires ne procure aucun intérêt à participer à des produits-services dynamiques ;
- Encadrer de manière stricte les exigences en termes d'information et de transparence des offres proposées par les acteurs commerciaux ;
- Evaluer l'opportunité de permettre à des offres commerciales de prévoir de passer du tarif variable au tarif dynamique dans un même contrat, avec une attention particulière à prévoir des balises pour les clients vulnérables ;
- Envisager un questionnaire de profil de risque préalable à la conclusion de contrat de flexibilité : la logique du profil de risque est similaire à celle d'usage dans le secteur bancaire et peut être applicable à tout client, vulnérable ou non. Contrairement au secteur financier où seuls les investisseurs en placements à risque sont invités à répondre au questionnaire, de plus en plus de clients dans le secteur de l'énergie seront confrontés à la volatilité des prix et des risques associés. Outre le ciblage du risque, le questionnaire aura également comme objet d'informer en toute transparence, le client sur les services et modèles proposés par l'acteur commercial.

Par ailleurs, comme le prévoit l'Ordonnance électricité dans son article 30 bis, BRUGEL développera son comparateur BRUSIM pour y intégrer les contrats de fourniture à tarification dynamique.

## 10 Coordination entre acteurs

Le système électrique est composé d'une longue chaîne de valeur autrefois très compartimentée : productions centralisées, marchés de gros, balancing, transport, distribution, réseaux privés, installations utilisateurs. Avec la transition énergétique, des interactions de plus en plus fortes se forment entre ces différentes composantes du système électrique et un transfert progressif de responsabilité de la stabilité du système est en train de s'effectuer de la production centralisée vers les segments suivants de la chaîne de valeur et tend à impliquer davantage le client final. Le nouveau concept d'ELIA<sup>16</sup> pour le futur modèle de marché est l'illustration de ces changements.

Ces évolutions nécessitent des échanges de données, au sein du marché, avec des granularités et des fréquences de communication de plus en plus élevées. Ceci implique le besoin de coordination entre d'une part les GRD et le GRT, entre les gestionnaires de réseau et les acteurs commerciaux et entre les régulateurs, organisés au sein de FORBEG, et les différents acteurs du marché.

### 10.1 Coordination entre gestionnaires de réseau

Les opérateurs, chacun pour ce qui le concerne, agissent dans le cadre de leurs missions légales dans un secteur caractérisé par des interactions de plus en plus fortes avec des acteurs dont les intérêts sont de plus en plus concurrents. Une coordination réussie doit donc s'appuyer sur une vision intégrée et harmonisée des gestionnaires de réseau qui favorise des synergies et la réalisation d'un optimum technico-économique global qui ne correspond pas forcément à l'optimum recherché par chaque acteur de manière individuelle.

Dans cette optique, BRUGEL estime que :

- Le GRD et le GRTR doivent mener une étude selon des scénarii réalistes d'intégration des nouveaux usages, compte tenu des réserves limitées en capacité sur les réseaux MT et HT ;
- Le GRD et le GRTR ont l'obligation d'échanger les données relatives aux nouveaux usages ;
- Le GRD et le gestionnaire du réseau de transport fédéral doivent collaborer pour lutter contre le gaming des acteurs commerciaux qui seraient tentés de valoriser des services pour résoudre des problèmes de congestion sciemment provoqués sur le réseau.

---

<sup>16</sup><https://www.elia.be/fr/users-group/groupe-de-travail-system-operation-et-european-market-design/2021/029-3th-roundtable-consumer-centric-market-design>



## **10.2 Coordination entre gestionnaires de réseau et acteurs**

Dans le cadre des efforts d'harmonisation des pratiques entre les Régions, BRUGEL estime que :

- Les gestionnaires de réseau ont l'obligation de créer en concertation et en collaboration avec les différents acteurs un forum de marché pour le cas échéant, l'harmonisation et la standardisation des produits de flexibilité pour les URD y compris pour les définitions des « *baselines* » ;
- Les gestionnaires de réseau ont l'obligation de veiller en concertation avec les acteurs commerciaux à adopter des procédures équitables, proportionnelles et transparentes pour la gestion des activations des services de flexibilité et pour la standardisation et la simplification des procédures de préqualification des installations des clients raccordés à leurs réseaux.

Dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement du marché, BRUGEL compte réaliser des audits périodiques et spécifiques sur le rôle des gestionnaires de réseau comme facilitateur du marché de la flexibilité.

## **10.3 Concertations entre régulateurs et acteurs du marché**

Compte tenu des couplages des marchés de détails et de gros et l'opportunité de faciliter des conditions de marché harmonisées parmi les trois régions, BRUGEL estime qu'il y a lieu de réfléchir aux solutions de doter FORBEG des moyens nécessaires, y compris d'envisager un statut formel, pour jouer un rôle de plus en plus central dans les échanges entre les régulateurs et les acteurs du marché.

\*           \*

\*



## **II Annexes :**

### **II.1 Etudes commanditées par BRUGEL sur le marché de la flexibilité**

#### **II.1.1 Étude VITO : Analyse du cadre relatif au marché de la flexibilité**

Cette étude visait l'examen du cadre légal, réglementaire et régulateur du marché de la flexibilité, pour identifier :

- les barrières réglementaires (réglementaires et tarifaires) au développement du marché de la flexibilité ;
- les mesures réglementaires opportunes et nécessaires (réglementaires et tarifaires) pour le développement du marché de la flexibilité ;
- les mesures d'accompagnement pour favoriser la participation des clients au marché de la flexibilité.

#### **II.1.2 Étude Deplasse & Associés : Définition d'un mécanisme d'indemnisation par le GRD**

Cette étude visait la définition d'un mécanisme d'indemnisation en cas de limitation ou d'interruption d'un service de flexibilité par le gestionnaire de réseau en violation des modalités préalablement définies. Il s'agit d'identifier :

- des modalités et conditions objectives, transparentes et non-discriminatoires pour l'encadrement du droit du gestionnaire de réseau à limiter ou interrompre l'activation d'un service de flexibilité par le client ;
- un régime d'indemnisation par le gestionnaire de réseaux aux parties impactées lorsqu'il ne respecte pas les modalités citées ci-dessus.

### **II.2 Rapport de consultation :**

Le projet d'avis de BRUGEL, ainsi que les études annexées, ont été soumis à une consultation publique organisée par BRUGEL entre le 13 juin 2022 et le 15 juillet 2022. À l'issue de la consultation publique, BRUGEL a reçu des réactions de la part des acteurs suivants :

- Elia Transmission Belgium
- Sibelga
- Infrabel
- Infor GazElec
- EV Belgium
- EnergyVision/EnergyDrive

Pour rappel, un draft du projet d'avis a été préalablement soumis à des concertations restreintes avec les principaux acteurs et associations de défense des consommateurs actives sur le marché de l'énergie

Lors de ces consultations, BRUGEL a pu recueillir, par écrit et lors des échanges organisés à cet effet, les préoccupations et des suggestions des parties concernées pour les prendre en compte dans son avis définitif. En effet, BRUGEL a examiné avec soin chacun des points soulevés par leurs auteurs afin d'apporter les précisions nécessaires et nous les espérons suffisantes. L'ensemble des contributions sera publié sur le site de BRUGEL.

Globalement, les acteurs, qui ont participé aux consultations restreintes ou publiques, ont salué l'initiative de BRUGEL qui vise à proposer un cadre réglementaire favorable à une transition énergétique inclusive, l'intégration des bornes de recharge et le développement d'un réseau intelligent capable de relever les défis de la transition et de répondre aux exigences du marché.

Dans cette section les remarques et les points d'attention soulevés par les participants à la consultation publique sont présentés ci-après de manière synthétique et organisés par thème. D'autres précisions sont apportées directement dans les paragraphes concernés du présent avis.

### **11.2.1 Concernant le champ d'application du présent avis**

Certaines réactions reçues lors de la consultation publique laissent apparaître un besoin de clarification du scope du présent avis. En effet, BRUGEL a limité le champ d'application de son avis en tenant compte des éléments suivants :

- Focus sur la demande en capacité des bornes de recharge : certains acteurs ont évoqué l'absence de prise en compte des autres charges comme le chauffage électrique et les pompes à chaleur dans la vision de BRUGEL. Il y a lieu de rappeler d'abord que dans la version antérieure du présent avis, BRUGEL a proposé pour une concertation restreinte avec les différents acteurs, un mécanisme de régulation de la demande statique de la capacité pour les différents usages (véhicules électriques, chauffage électrique, pompe à chaleur, usages classiques...). Ce mécanisme a été jugé par plusieurs acteurs, y compris par ceux qui ont soulevé ce manquement, comme complexe et prématuré, c'est pourquoi BRUGEL a centré ses réformes proposées dans le présent avis sur les bornes privées tout en sachant que l'ensemble de ces mesures restent applicables pour les autres usages situés derrière le compteur de tête. Nous pensons aussi que le développement de smartgrid et l'adaptation de la politique d'asset management des opérateurs devraient aussi profiter aux autres usages ;
- Focus sur les bornes privées pour la recharge des véhicules électriques : la réglementation des bornes publiques est relativement bien avancée notamment via les cahiers des charges pour les marchés publics, lignes directrices de la Région et l'ordonnance mobilité. Dans son avis, BRUGEL a fait le focus sur les bornes privées qui ne bénéficient pas encore d'une réglementation adéquate pour éviter un déploiement anarchique de ces bornes. Par conséquent, les mesures réglementaires et tarifaires proposées ne concernent pas les bornes publiques ;
- Focus sur les utilisateurs dotés de compteurs intelligents : les utilisateurs du réseau dont la puissance de raccordement est supérieure ou égale à 56kVA sont équipés de compteurs AMR. Ces clients peuvent déjà participer aux services de flexibilité proposé par le gestionnaire du réseau de transport. Toutefois, le cadre en vigueur ne permet pas la participation à tous les

services et les processus de gestion automatique des activations ne sont pas encore approuvés ; BRUGEL partage donc l'avis des opérateurs (ELIA et SIBELGA) de prévoir aussi un cadre clair pour les clients raccordés à la moyenne tension. Dans cette optique, BRUGEL compte saisir l'opportunité de la révision en profondeur des règlements techniques de la distribution et du réseau de transport régional pour aborder les instruments réglementaires à mettre en œuvre pour faciliter la participation des clients raccordés à ce réseau au marché de la flexibilité ;

- Focus sur les réseaux public d'électricité gérés par SIBELGA et ELIA. Ce choix est dicté par ces considérations : d'une part, ces réseaux sont les premiers qui seront confrontés à l'accueil des nouveaux usages et d'autre part les réseaux de traction ferroviaires ne sont pas encore agréés pour examiner les possibilités de leur contribution à l'intégration des bornes de recharge pour véhicules électriques ;
- Focus sur les instruments de régulation tarifaires et réglementaires issues de la compétence de BRUGEL. Le cas échéant, les propositions qui ne relèvent pas de la compétence de BRUGEL sont exprimées comme suggestion à l'autorité concernée. Il s'agit par exemple du régime d'indemnisation en cas de non-respect par le GRD des modalités de limitation fixées dans le règlement technique. Dans ce cadre, BRUGEL n'oppose pas les mesures proposées aux solutions de sobriété énergétique ou d'autres d'efficacité énergétique des bâtiments qui pourraient être préconisés par les autorités compétentes ;

### 11.2.2 Concernant la procédure de consultation

Plusieurs acteurs ont souligné le manque de temps et parfois de ressources pour examiner la pertinence des mesures proposées par BRUGEL. Il s'agit en effet d'une thématique en constante évolution et dont les concepts ne sont pas encore mis en œuvre à grande échelle. C'est pourquoi, BRUGEL n'a pas la prétention de proposer un cadre exhaustif en un seul document, d'autres consultations futures dont les études, les réformes des règlements techniques et la méthodologie tarifaire seront utilisés comme des supports pour examiner avec les différents acteurs la pertinence des mesures proposées. L'objectif du présent avis est donc d'amorcer ces discussions pour aboutir à un cadre réglementaire et tarifaire le plus adéquat pour notre Région ;

### 11.2.3 Concernant les principes directeurs de BRUGEL

Globalement la plupart des acteurs adhèrent aux principes de BRUGEL qui ont guidé l'élaboration des mesures proposées. Toutefois, certains acteurs ont apporté les nuances suivantes :

- Concernant le principe n°1 : ce principe vise à identifier les mesures permettant de débloquer et de faciliter le marché de la flexibilité sur le réseau basse tension. Plusieurs acteurs sont favorables à combiner simplification des procédures et mesures tarifaires. Toutefois, le GRD attire l'attention de BRUGEL sur le besoin d'être exhaustif dans le traitement de la problématique et ne pas se limiter aux bornes pour véhicules électriques. BRUGEL rappelle qu'elle a déjà proposé un mécanisme qui traitent tous les usages mais qu'il a été jugé complexe et prématuré. Par conséquent, BRUGEL propose une stratégie de régulation progressive par le traitement de la problématique des bornes qui devrait se manifester avant les autres. En outre, les solutions proposées dont notamment la structuration du point d'accès restent valables pour les autres usages aussi ;
- Concernant le principe n°2 : tous les acteurs s'accordent sur le besoin de rendre la transition énergétique inclusive mais certains nuancent la pertinence des mesures proposées. Le GRD propose même de ne pas retenir ce principe dans la version définitive de l'avis car il a une

portée plus générale que le scope de l'avis. BRUGEL rappelle que ce principe fait partie de ses objectifs stratégiques et qu'elle est consciente du besoin de tenir compte de l'avis de tous les acteurs pour s'assurer de la pertinence de cibler certains clients et avec quelles mesures ;

- Concernant le principe n°3 : Les opérateurs, SIBELGA et ELIA, pensent que leur politique d'asset management repose sur une vision long terme qui intègre les évolutions attendues sur le marché d'électricité. Dans ce cadre, SIBELGA est favorable à la proposition de BRUGEL de mettre en œuvre une feuille de route smartgrid avant le 1<sup>er</sup> janvier 2024 et ELIA propose de collaborer avec SIBELGA pour la mise en œuvre de cette feuille de route étant donné que les investissements sur le réseau de transport régional en dépendent ;
- Concernant le principe n°4 : compte tenu des incertitudes sur l'évolution du marché de la flexibilité, certains acteurs plaident pour une régulation flexible pour pouvoir l'adapter en temps utile en fonction des évolutions technologiques ou de services offerts par le marché. BRUGEL partage cet avis, c'est pourquoi elle propose des instruments réglementaires et tarifaires adaptatifs dans leur mise en œuvre. En effet, la mise en œuvre de ces instruments nécessite un certain temps et des procédures légales à respecter alors que la dynamique du marché est généralement plus rapide. C'est pourquoi BRUGEL compte implémenter ces instruments avec des conditions d'application qui peuvent évoluer avec le temps en fonction des besoins qui seront exprimés ;
- Concernant le principe n°5 : ce principe vise à responsabiliser les opérateurs pour ce qui concerne l'opportunité et l'exécution de leur plans de développements. Globalement, le GRD trouve que les mesures proposées font reposer essentiellement la responsabilité sur les gestionnaires de réseau et le présent avis a ignoré les autres acteurs ou l'utilisateur qui pourraient également être mis en cause. BRUGEL nuance ce constat car le présent avis propose aussi des mesures pénalisantes (risque de limitation d'accès, paiement des frais de déplacement inutiles, risques de perdre l'indemnisation...) pour les URD qui refusent de notifier la présence de leur borne de recharge. En outre, BRUGEL rappelle le rôle central des gestionnaires dans la réussite de la transition énergétique et dans la facilitation du marché par le développement des réseaux interopérables et fiables dans le contexte de l'arrivée des nouveaux usages. Ce rôle exige le renforcement des responsabilités qui repose sur eux et incite à un suivi attentif du régulateur de la bonne exécution de leurs tâches. En outre, BRUGEL est disposé à examiner toutes les propositions visant à responsabiliser aussi les autres acteurs du marché avec l'objectif d'obtenir un cadre équilibré, juste et favorable aux enjeux identifiés ;

Par ailleurs, les opérateurs ne semblent pas favorables à la mise en œuvre d'une responsabilité objective dans leur chef pour le respect de leur planification dans la mesure où la mise en œuvre des investissements proposés dépend des facteurs exogènes qui échappent à leur contrôle et que le risque d'amendes pour défaut de remplir ses obligations peut avoir des effets négatifs notamment par des surinvestissements. BRUGEL comprend l'impact des facteurs externes sur la mise en œuvre effective des investissements proposés par les opérateurs dans leur projets de plan de développements mais rappelle que l'objectif poursuivi par BRUGEL est d'inciter les opérateurs à réaliser les estimations des besoins des utilisateurs qui tiennent compte de l'évolution du marché et nouveaux usages et d'optimiser les investissements dans le cuivre et dans l'intelligence pour garantir la prise en compte de ces besoins avec un effort sociétal le plus faible et non seulement par l'optimisation technico-économique des opérateurs des réseaux;

#### 11.2.4 Concernant les mesures proposées pour la régulation de demande et l'utilisation de la capacité du réseau

- Concernant l'efficacité des mesures proposées dans l'intégration de la recharge des véhicules électriques dans le réseau de distribution : le GRD doute de l'efficacité des mesures visant les bornes pour résoudre les problèmes de congestion qui seront provoqués par le chauffage électrique. En outre le GRD trouve que la limite proposée pour garantir une recharge minimale est trop élevée alors que d'autres acteurs la trouvent trop faible. BRUGEL n'a pas prétendu résoudre tous les problèmes ; Dans son projet d'avis soumis à la consultation restreinte, BRUGEL a proposé un mécanisme qui permet de résoudre aussi la question du chauffage électrique. Ce mécanisme a été jugé complexe et prématuré par plusieurs acteurs y compris le GRD. BRUGEL voit dans la régulation des bornes de recharge un moyen d'éviter un déploiement anarchique de ces bornes, un outil pour cibler un problème qui risque de survenir avant le déploiement à grande échelle du chauffage électrique et un incitant aux opérateurs pour un changement de paradigmes dans leur politiques d'asset management et pour le développement des réseaux intelligents qui seront utile pour intégrer tous les autres usages promus par la transition énergétique et les politiques des autorités régionales ;
- Proposition de partage de capacité entre gestionnaires de réseaux publics ou privés : d'autres moyens d'optimisation de la capacité disponible sont évoqués par d'autres acteurs comme Infrabel pour combler, dans certains endroits, le manque de capacité des réseaux publics pour raccorder des bornes pour véhicules électriques. Il s'agit principalement d'une part de pouvoir raccorder les bornes des utilisateurs lorsque le réseau d'électricité public ne le propose pas avec des solutions technico-économiques acceptables et d'autre part, de la possibilité d'échange d'énergie entre les réseaux de traction pour alimenter les bus électriques de la STIB. Ces options doivent être examinées sur les plans technique, économique et juridique avant de statuer sur le cadre réglementaire le plus approprié. BRUGEL qui a déjà entamé les discussions avec les parties concernées compte les poursuivre pour examiner la faisabilité technique et juridique de ces propositions. .
- Concernant l'impact de limiter la puissance garantie de la borne à 4kVA sur le modèle d'affaire des bornes publiques, BRUGEL rappelle que cette mesure ne s'applique pas aux bornes ouvertes au public et ne vise pas au plafonnement de la puissance mise à disposition sur la borne. La limite de 4kVA proposée vise à donner des garanties à l'utilisateur de disposer en toute liberté de cette puissance minimale notamment via les plans de développement des réseaux d'électricité à Bruxelles. En outre, ce seuil devrait inciter l'utilisateur à se doter des solutions d'optimisation de la demande appelée du réseau et inciter le GRD à développer les fonctionnalités du réseau intelligent pour optimiser les investissements dans le cuivre coûteux et sources d'impétrants. Par ailleurs, l'utilisateur aura droit à demander des puissances plus élevées moyennant des tarifs par seuils dont BRUGEL compte évaluer la faisabilité et l'impact lors de la réforme de la structure tarifaire ;
- Mise en œuvre de la flexibilité technique : cette mesure vise les modalités d'exercice du GRD du droit de limiter sous certaines conditions la puissance appelée par les bornes de recharge. Plusieurs acteurs trouvent cette mesure bloquante pour le futur marché des services de flexibilité et qu'il faut par conséquent compenser les utilisateurs et acteurs concernés par les limitations le cas échéant. BRUGEL rappelle d'abord que cette mesure a été proposée pour mettre en œuvre un droit consacré par l'ordonnance pour les opérateurs afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement sur leurs réseaux. Dans le présent avis, BRUGEL propose au Gouvernement l'adoption d'un régime d'indemnisation pour les limitations de la puissance garantie pour les bornes. En outre, BRUGEL demande

dans cet avis l'adaptation des politiques d'asset management des opérateurs et la mise en œuvre d'un réseau intelligent comme préalable au développement d'un marché local de flexibilité qui permettrait aux acteurs du marché de proposer des solutions au remplacement ou à l'augmentation de la capacité du réseau électrique. Par ailleurs, pour gérer avec un optimum sociétal global les congestions, BRUGEL propose d'étudier certains tarifs qui favorisent une contribution des utilisateurs du réseau aux solutions des congestions et aux besoins de capacité ;

### 11.2.5 Concernant les mesures proposées pour faciliter l'accès au marché de la flexibilité

- Concernant la mise en œuvre des analyses d'impacts préalables à la mise en œuvre des instruments réglementaires et tarifaires proposées, BRUGEL rappelle qu'elle a lancé, dans le cadre de la révision de la méthodologie tarifaire, une étude sur la réforme de la structure tarifaire qui tient compte des nouveaux usages. C'est dans le cadre de cette étude que les instruments tarifaires proposées seront examinés. En outre, BRUGEL a annoncé que préalablement à la mise en œuvre d'un marché local de flexibilité, BRUGEL réalisera des études permettant d'identifier les besoins pour un tel marché et la capacité des acteurs à offrir des services y relatifs. D'autres évaluations seront demandées aux opérateurs chacun pour ce qui le concerne pour identifier les besoins et les impacts de l'activation de ces services ;
- Concernant la mise en œuvre des fonctionnalités du smartgrid : l'ensemble des acteurs sont favorables au développement du smartgrid mais le GRD semble nuancer l'efficacité de certaines mesures comme le trafic light et le partage des données sur l'état du réseau avec le marché. BRUGEL rappelle qu'en tant que régulateur, il se limite à définir l'objectif poursuivi (le QUOI) qui en l'occurrence est la capacité du GRD à communiquer les informations précises sur l'état de son réseau pour permettre aux acteurs d'activer les services de flexibilité dans les parties du réseau qui disposent de la capacité suffisante. L'exemple du trafic light a été suggéré par le GRD lui-même et sa faisabilité relève de la compétence du GRD de définir les moyens adéquats (le COMMENT) ;
- Concernant l'accès par le GRD aux données de la borne (localisation, puissance mise à disposition...etc.), certains acteurs se demandent si cette mesure est raisonnable et proportionnée et quel serait le besoin sous-jacent. Comme précisé ci-avant, les mesures proposées dans le présent avis concernent seulement les bornes privées et ne s'appliquent pas aux bornes ouvertes au public. BRUGEL pense qu'il est indispensable de permettre au GRD d'être informé de la présence des bornes pour mieux les intégrer dans sa politique d'asset management et les prendre en compte en cas de congestion. En outre, le GRD doit dans son rôle de facilitateur du marché de permettre aux acteurs du marché d'offrir des services pour la borne et aux utilisateurs de pouvoir contracter avec un acteur de leur choix pour ces services. Dans cette optique, BRUGEL ne peut comprendre les difficultés d'implémentation informatique pour intégrer dans la fonctionnalité de preswitching du MIG les données de la borne que le GRD oppose à cette mesure. Pour permettre au GRD de collecter les informations sur la présence des bornes, BRUGEL a proposé dans le présent avis une obligation dans le chef de l'utilisateur de déclarer sa borne sous peine de subir une limitation, de ne pas recevoir une indemnisation ou de payer les frais de déplacements inutiles du GRD ; SIBELGA doute de l'efficacité de ces mesures et pense même que l'utilisateur n'aura aucun intérêt à se manifester et à adopter un comportement transparent. SIBELGA propose en revanche d'associer les installateurs pour communiquer sur la présence des bornes ou d'utiliser les données de compteurs intelligents pour



l'identification de la présence d'une borne chez l'utilisateur. BRUGEL pense que ces mesures alternatives méritent des réflexions supplémentaires qui seront menées notamment lors de la réforme en profondeur du règlement technique ;

- Concernant l'impact de la tarification dynamique sur certains clients : certains acteurs ont insisté sur la prise en compte de l'impact sur certains clients notamment les petits consommateurs de certaines mesures proposées dans le présent avis ou promues par les directives européennes comme les tarifs dynamiques. Ces acteurs ne souhaitent pas voir les clients supporter directement les risques de sourcing ou de balancing et qu'il revienne aux acteurs concernés de garantir les meilleurs prix. Ainsi, des solutions de plafonnement des prix devraient être étudiées. BRUGEL partage ce souci, c'est pourquoi elle a proposé dans le présent avis certaines recommandations aux autorités compétentes pour atténuer ce risque. BRUGEL continuera sa réflexion en fonction des pratiques du marché qui seront déployés ;
- Concernant la proposition d'établir une prescription spécifique pour le raccordement des bornes privées, BRUGEL ne vise pas l'approbation de la version discutée entre les régulateurs et SYNERGIRD mais l'établissement d'une nouvelle qui tient compte des points d'attention soulevés par BRUGEL lors de ces échanges et rappelées dans le présent avis ;
- Concernant les possibilités de recharge dynamique sur la borne, BRUGEL ne compte pas interdire ce type de recharge et propose dans le présent avis une nouvelle structuration du point d'accès (avec plusieurs détenteurs d'accès aux services) pour justement favoriser tout type de recharge. Toutefois, BRUGEL compte examiner lors de la réforme de la méthodologie tarifaire les moyens de rationaliser les demandes de capacité pour limiter les investissements de capacité sur les réseaux. Dans ce cadre, BRUGEL examinera la faisabilité de la mise en œuvre d'un tarif de renforcement pour permettre aux utilisateurs qui souhaitent demander des puissances supplémentaires aux raccordements standards de contribuer aux investissements des infrastructures nécessaires en amont de leurs points d'accès ;
- Concernant le besoin d'établir des échanges structurels entre SIBELGA et ELIA pour mieux intégrer les nouveaux usages (véhicules électriques, services de flexibilité...), BRUGEL est rassurée sur la volonté des opérateurs du réseau à mener à bien les différents chantiers de mise en œuvre de plateformes d'échanges pour permettre aux acteurs d'accéder à ces données et d'offrir des services appropriés aux utilisateurs. BRUGEL continuera ses concertations avec les acteurs concernés pour définir un cadre réglementaire approprié pour ces échanges ;
- Concernant la mesure visant à simplifier les procédures de préqualification avant d'activer les services de flexibilité, BRUGEL a suggéré la possibilité de mettre en œuvre une procédure par pool de clients à la demande du fournisseur de services ou d'agrégateur. La mise en œuvre d'un projet pilote préalable à la définition de ces procédures comme proposé par certains acteurs nous semble utile et doit être menée en concertation avec les acteurs concernés. BRUGEL invite donc les gestionnaires, en tant que facilitateur du marché de la flexibilité, de mener des concertations nécessaires à la mise en œuvre de procédures de préqualification adaptées et proportionnelles aux exigences de sécurité de leurs réseaux ;
- Concernant la structuration du point d'accès pour permettre plusieurs acteurs et plusieurs services derrière le même point d'accès, les acteurs plaident pour une harmonisation des procédures et des solutions techniques au niveau belge. BRUGEL partage cet avis et œuvre

notamment au sein de FORBEG pour un socle commun qui favoriserait l'entrée au marché des nouveaux acteurs et la réduction des coûts d'activation des services de flexibilité ;

- Concernant la gestion des consentements des utilisateurs pour l'activation de la communication des données de recharge : dans son projet d'avis, BRUGEL distingue l'acteur qui recueille le consentement selon qu'il s'agit du placement du compteur intelligent ou de la communication des données. Cette distinction est valable pour tous les autres services même si BRUGEL partage la suggestion de SIBELGA sur le caractère implicite du consentement des clients qui activent leur bornes pour la communication de leur données du compteur intelligent.



### **I 1.3 Réactions reçues dans le cadre de la consultation publique**

ELIA TRANSMISSION BELGIUM – 15/7/2022

# Reactie Elia Transmission Belgium op het ontwerpadvies van Brugel betreffende de ontwikkeling van flexibiliteitsdiensten en de integratie van nieuwe elektrische gebruiksvormen



# Content

<b>1.</b>	<b>Algemene reactie</b>	<b>3</b>
1.1	Towards a Consumer-Centric and Sustainable Electricity System	3
1.2	Flexibiliteit op laagspanning noodzaakt gegevensuitwisseling tussen Elia & DNB's	3
1.3	Toepassingsgebied en impactanalyse	4
<b>2.</b>	<b>Specifieke opmerkingen</b>	<b>5</b>
2.1	Leidende beginselen	5
2.2	Laadpalen voor elektrische voertuigen	7
2.3	Integratie van de flexibiliteit in het Asset Management	7
2.4	Markttoegang	7
2.5	Coördinatie tussen actoren	8

# 1. Algemene reactie

Met interesse hebben we kennisgenomen van het ontwerpadvies dat ons eerder door Brugel werd overgemaakt. Als beheerder van het regionaal transportnet en betrokken partij wenst Elia Transmission Belgium (hierna 'Elia') ook graag schriftelijk haar input over te maken op het ontwerpadvies.

Elia speelt niet enkel een rol als netbeheerder van het regionaal transportnet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest maar ook als transmissienetbeheerder voor de Belgische regelzone. Elia werkt dan ook, in samenwerking met de marktpartijen, netbeheerders en regulatoren aan het verder openen van de markt(en) voor flexibele assets, zoals elektrische voertuigen en warmtepompen.

## 1.1 Towards a Consumer-Centric and Sustainable Electricity System

In 2021 publiceerde Elia een visienota over een consumentgericht en duurzaam elektriciteitssysteem. De aanleiding hiervan vormt de integratie van variabele en decentrale energiebronnen en de toenemende elektrificatie van de samenleving om klimaatneutraliteit te realiseren. Beide factoren zullen een aanzienlijke impact hebben op het elektriciteitssysteem en zullen zorgen voor nieuwe uitdagingen om het evenwicht tussen de energievraag en het aanbod blijvend te garanderen. Door de opkomst van warmtepompen, elektrische voertuigen en digitalisering zullen consumenten in de toekomst op een andere manier kunnen interageren met het elektriciteitssysteem dan vandaag het geval is. De inherente flexibiliteit van deze toepassingen laat consumenten toe om maximaal gebruik te maken van het elektriciteitssysteem en tegelijkertijd een bijdrage te leveren aan een duurzaam systeemevenwicht en bevoorradingszekerheid. De deelname van deze flexibiliteit is van bijzonder belang voor Elia in het kader van de uitoefening van haar wettelijke opdrachten. Met het 'Consumer Centric Market Design' tracht Elia de consument centraal te plaatsen in het model. Het moet hen mogelijk maken op eenvoudige wijze hun flexibiliteit te valoriseren, hun zelf opgewekte energie uit te wisselen of te verkopen, te ageren op markt –en prijssignalen en gebruik maken van diverse diensten achter de meter. Samen met verschillende stakeholders en marktpartijen hebben we de afgelopen maanden een constructieve dialoog opgezet om het model verder te verfijnen. We zetten dit traject ook in 2022 verder en streven naar een implementatie in 2023. Aangezien deze visie strookt met de algehele doelstelling van het flexibiliteitsplan, ondersteunt Elia het initiatief van Brugel en willen we bovengenoemde raakvlakken tussen het 'consumer centric market design' en dit advies met Brugel graag verder bespreken.

## 1.2 Flexibiliteit op laagspanning noodzaakt gegevensuitwisseling tussen Elia & DNB's

De ontwikkeling van flexibiliteit bij netgebruikers aangesloten op het distributienet, voor de ondersteunende diensten van Elia, brengt ook uitdagingen met zich mee op het gebied van gegevensuitwisseling tussen betrokken partijen. Om verdere deelname van distributienetgebruikers (in het bijzonder aangesloten op laagspanning) aan de flexibiliteitsdiensten in de verschillende markten te faciliteren, zal een efficiënte gegevensuitwisseling noodzakelijk zijn om deze processen gestroomlijnd te laten verlopen.

Zo werkt Elia vandaag met de distributienetbeheerders samen om de uitwisseling van gegevens op een structurele en efficiënte manier te organiseren en worden hiervoor in enkele samenwerkingsprojecten communicatieplatformen uitgewerkt. Deze projectsamenwerkingen omvatten een 'proof of concept' voor de levering van FCR door netgebruikers aangesloten op het distributienet en een 'use case' aFRR in het kader van het Internet of Energy ecosysteem. In de toekomst zal meer en meer (near-real time) gegevensuitwisselingen nodig zijn om de ontwikkeling van flexibiliteit te

kunnen beheersen. Binnen Synergrid bekijken Elia en de distributienetbeheerders welke gemeenschappelijke platformen opgezet moeten worden om de datastromen te capteren en de uitwisseling zo efficiënt mogelijk te laten verlopen. Deze gemeenschappelijk platformen hebben tot voordeel dat elke netbeheerder toegang heeft tot de totale waardeketen van flexibiliteitsdiensten en laat toe dat de rollen en verantwoordelijkheden van éénieder maximaal gerespecteerd worden.

Er dient een kader te worden voorzien om de mogelijkheid aan Elia (en eventueel ook andere DSO's) te bieden voor het verwerken en beheren van:

- gegevens van de nieuwe gebruiksvormen,
- meet-en meteringgegevens van de slimme meter,
- gegevens van het toegangsregister,
- voor de drie hierboven vermelde elementen, met inbegrip van persoonsgegevens,

in de strikte mate dat dit noodzakelijk is voor de in het wettelijk kader aan Elia toebedeelde taken of met het consent van de netgebruiker. Dit is noodzakelijk in het kader van o.a. niet frequentie gerelateerde diensten, deelname aan flexibiliteits- en/of balanceringsdiensten die door Elia worden uitgevoerd.

Deze toegang tot data is ook belangrijk in het kader van de consumer centric visie.

### 1.3 Toepassingsgebied en impactanalyse

In het ontwerpadvies wordt er een zeer sterke focus gelegd op laadpalen, hoewel een globalere aanpak met betrekking tot alle flexibele assets nodig is. Ook de integratie van warmtepompen, thuisbatterijen en andere flexibele assets is van belang voor de energietransitie.

Elia merkt ook op dat de analyse en de voorgestelde instrumenten voornamelijk op flexibiliteit op het distributienet doelen. Elia wenst op te merken dat ondanks het beperkt aantal netgebruikers op het regionaal transportnet in het Brussels Hoofdstedelijk gewest, deze eindgebruikers niet vergeten mogen worden. Zo moeten uitwisselingen tussen netgebruikers uit verschillende regio's en over verschillende spanningsniveaus heen mogelijk zijn. Daarom stelt Elia het ook op prijs dat Brugel zelf aangeeft dat een goede coördinatie tussen de regulatoren noodzakelijk is. Elia spreekt zich echter niet uit over de vorm van dit overleg (formele Forbeg zoals door Brugel voorgesteld, of ander).

Daarnaast merkt Elia op dat Brugel zelf geen impactanalyse heeft uitgevoerd. Elia wil daarom ook aandringen op het nut van bijkomende analyses alvorens deze voorstellen in het toepasselijk wettelijk en regelgevend kader worden vertaald. Enerzijds dienen de voorgestelde initiatieven grondig geëvalueerd worden, en anderzijds dienen ook alternatieven die niet werden weerhouden bestudeerd worden – zoals bijvoorbeeld het kader voor flexibiliteit dat in andere regio's wordt uitgewerkt en toegepast. Zo moet men in acht nemen dat de voorgestelde mechanismen geen averechts kunnen hebben op de deelname van deze assets aan andere flexibiliteitsmarkten die hun toepassing vinden op het niveau van de Belgische regelzone (zoals de balanceringsmarkten), of aan congestiebeheer (via het zogenaamde iCAROS product), of aan flexibiliteitsproducten in de andere regio's.

Ook is het voor Elia noodzakelijk dat dergelijke impactanalyse op het niveau van het regionaal transportnet wordt uitgevoerd, en niet enkel op het distributienet of distributienetgebruikers focust. Elia blijft dan ook ter beschikking van Brugel om, eventueel in samenwerking met Sibelga, dit nader te onderzoeken. *In fine* is het voor elke partij rond de tafel de bedoeling om marktbarrières voor de deelname van flexibele assets aan flexibiliteitsmarkten zo veel als mogelijk op te heffen, zonder bijkomende neveneffecten te creëren die deze deelname aan andere markten zou kunnen verhinderen.

Toch wil Elia benadrukken dat dit enige tijd vergt en dat het termijn van deze consultatie onvoldoende was voor Elia om hier een kwalitatief antwoord op te kunnen bieden. Het is belangrijk om de concepten helder te definiëren en de verschillende eigenschappen van de in aanmerking komende netten goed van elkaar te onderscheiden om misvattingen te voorkomen. Elia hanteert volgende niet-exhaustieve opdeling inzake flexibiliteit op de diverse niveaus:

- Om het systeemevenwicht te garanderen op het niveau van de Belgische regelzone maakt Elia gebruik van volgende balanceringsmiddelen FCR, aFRR en mFRR. Deze producten/diensten kwalificeren als 'marktflexibiliteit' en worden door marktpartijen (Balancing Service Providers) aangeboden;
- Om congestieproblemen te verhelpen kunnen netbeheerders maatregelen zoals redispatching activeren en dit zowel op het niveau van de regelzone, als op het regionaal en lokaal niveau.
- Om de netspanning op een geschikt en stabiel niveau te handhaven, kan Elia een beroep doen op de capaciteiten van aanbieders van spanningsregelingsdiensten (Voltage Service Providers - VSP's).
- Tot slot is de flexibele toegang (zgn. 'Gflex') een instrument om aan spannings- en congestiebeheer te doen gelinkt aan individuele aansluitingen die normaliter geweigerd hadden moeten worden door de beperking op het net om het volledige vermogen te allen tijde te waarborgen maar die toch kunnen mogelijk gemaakt worden onder de voorwaarde dat in geval van congestie het vermogen afgeregeld wordt.

## 2. Specifieke opmerkingen

### 2.1 Leidende beginselen

***“Beginsel 3: de respons, via capaciteitsinvesteringen, op de beperkingen van het Brusselse elektriciteitssysteem moet redelijk zijn***

*Op basis van een analyse van het Brusselse elektriciteitssysteem zijn de belangrijkste troeven en beperkingen in het kader van de energietransitie geïdentificeerd (zie de studies in de bijlage bij dit document). Hieruit blijkt dat het Brusselse elektriciteitssysteem in staat zou zijn het gedecentraliseerde productiepotentieel van Brussel te integreren, met name via nieuwe concepten zoals energiegemeenschappen. Wat betreft de potentiële integratie van elektrische voertuigen en de elektrificatie van de verwarming, zouden de vereisten onhoudbaar zijn in het licht van de huidige "fit and forget"-versterkingsregels voor de distributienetten en de gewestelijke transmissie. Deze regels moeten worden aangepast op basis van objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria en moeten met name gericht zijn op de nieuwe gebruiksvormen. Deze versterkingsregels moeten resulteren in de vaststelling van grenzen voor de "redelijke capaciteit" die moet worden gegarandeerd door capaciteitsinvesteringen (kabels en transformatoren). Deze regels moeten worden gecombineerd met de verplichting voor de beheerders om te investeren in slimme netten om de beschikbare capaciteit te optimaliseren via een dynamisch beheer van de stromen.”*

**Reactie Elia:** Elia wenst dit toch enigszins te nuanceren: het is inderdaad zo dat de principes die de netbeheerder hanteert om zijn netten verder te ontwikkelen diep aan het veranderen zijn, onder impuls van de evolutie van de maatschappelijke en duurzaamheidsdoelstellingen. Elia neemt dit ter harte en integreert dit in haar bedrijfsvoering. Dit wordt ook weergegeven in haar investeringsplan dat jaarlijks wordt goedgekeurd en dat een langetermijnvisie de basis vormt voor investeringsplan. Daarnaast wenst Elia ook op te merken dat niet enkel de elektriciteitsnetten maar zo waar het volledige elektriciteitssysteem een diepe evolutie ondergaat, waaraan de netbeheerders actief aan deelneemt, en misschien zelfs in een voortrekkersrol.

Elia wil ook onderstrepen dat toekomstige investeringen langs de kant van de netgebruikers een zekere graad van “intelligentie” moet inhouden zodat steeds meer flexibiliteit op een slimme manier aan het systeem kan aangeboden worden. Bij de verdere ontwikkeling van een zogenaamd ‘Smart Grid’ op distributieniveau wil Elia benadrukken dat een nauwe samenwerking tussen Sibelga, als DNB, en Elia als RTNB en TNB noodzakelijk is voor wat betreft het beoogde stappenplan, opstellen van dataregisters en bepalen van de datastromen: met name, de investeringen gerealiseerd door de DNB en de flexibiliteitsgegevens hebben een invloed op de belastingpatronen die als input dienen voor het opstellen van ons investeringsprogramma en –plan.

**“Beginnel 4: de regelgeving moet anticiperend en doelgericht zijn en geleidelijk uitgevoerd worden”**

**Reactie Elia:** Brugel geeft in haar advies aan dat de regelgeving anticiperend, doelgericht moet zijn en geleidelijk uitgevoerd worden. Gelet op de snelheid van de energietransitie vraagt Elia zich af welke of de regelgeving zelf ook flexibel moet zijn zodat men ten gepaste tijde van koers kan veranderen indien de markten, technologische ontwikkelingen, enz. dit noodzaken. Daarnaast vraagt Elia aan Brugel welk stappenplan en op welke termijnen zij bedoelt.

**“Beginnel 5: de netbeheerders moeten worden aangezet tot verantwoordelijkheid en moeten worden gestimuleerd**

*(...) Daarnaast moeten ook regelgevingsbepalingen worden ingevoerd om een objectieve aansprakelijkheid van de netbeheerders (DNB en GTNB) in te voeren, met name via administratieve boetes voor de niet-naleving van deze bepalingen.”*

**Reactie Elia:** Brugel stelt voor om een boetemechanisme in geval van niet-naleving van de regelgevingsbepalingen betreffende de objectieve aansprakelijkheid van de netbeheerders op te zetten. Daarnaast stelt Brugel het volgende vast: *“Bovendien moet de DNB/GTNB, elk voor zover het hem betreft: - zijn verbintenissen en uitvoeringstermijnen inzake capaciteitsinvesteringen (in koper en intelligentie) nakomen; De beheerder moet in voorkomend geval de onmogelijkheid om deze verbintenissen na te komen, verantwoorden, - en een correcte raming maken van de capaciteitsbehoeften van de nieuwe gebruiksvormen (het geval van kennelijke fout wordt in aanmerking genomen).”* Elia benadrukt hierbij dat zij als netbeheerder alles in staat stelt om haar wettelijke taken en missies zo goed als mogelijk in te lossen: zo wordt haar investeringsplan in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest jaarlijks (nu tweejaarlijks) aangepast en voorgelegd ter goedkeuring, volgend op voorafgaand overleg met Brugel en publieke consultatie. Bij elk investeringsplan wordt het investeringsportefeuille grondig getoetst aan de geïdentificeerde behoeften en de realisaties van de voorbije jaren. Elia wenst hiernaast nog een paar opmerkingen te maken:

- Voor wat betreft de behoeften werkt Elia met Sibelga samen om de noden van het distributienet in kaart te brengen en de investeringen in het regionaal transportnet daarop af te stemmen. Elia blijft bereid om deze samenwerking met Sibelga verder uit te bouwen.
- Verschuivingen in de planning van de investeringen vinden vaak hun oorzaak in exogene factoren waar Elia geen grip op heeft (alineëring van investering op planning van derde partijen, vergunningsproblematiek, enz.). Het investeringsplan zoals voorgesteld door Elia zorgt er echter voor dat de behoeften voor de komende jaren gedekt worden zonder dat de bevoorradingszekerheid en veiligheid van het net in het gedrang komen te staan. De alineëring met andere concessiehouders is een noodzakelijke stap in het plannen van onze infra-structuurwerken ten dienste van de samenleving, om de hinder veroorzaakt tijdens het uitvoeren van deze werken te minimaliseren. Het is daarenboven wettelijk bepaald.

- Het opzetten van een negatieve incentive zou een averechts effect kunnen hebben, namelijk het overinvesteren in het net indien verschuivingen in de investeringsportefeuille met een sanctie bestraft zouden worden.
- Brugel stelt een boetesysteem voor maar Elia stelt deze tarifaire bevoegdheid in twijfel. Het is namelijk zo dat voor wat Elia's activiteiten als transmissienetbeheerder en beheerder van het regionaal transportnet, deze bevoegdheid om incentives aan de netbeheerder op te leggen door het federale niveau wordt gedragen in zijn tarifaire bevoegdheid.

In elk geval is Elia van mening dat een boetesysteem niet adequaat is. Elia blijft beschikbaar om in overleg met Brugel na te denken over een regulatorisch kader met positieve impulsen.

## 2.2 Laadpalen voor elektrische voertuigen

Elia benadrukt het belang van een geharmoniseerd kader voor de integratie van laadpalen in het systeem, op regionaal niveau en over de verschillende spanningsniveaus heen.

## 2.3 Integratie van de flexibiliteit in het Asset Management

Zie reactie Elia op beginselen 3 en 5 hierboven.

## 2.4 Markttoegang

### 8.1 Maatregelen ter vereenvoudiging van de toegangsprocedures

*Dit betreft met name prekwificatieprocedures en studies voorafgaand aan de aansluiting van de nieuwe gebruiksvormen. BRUGEL beveelt aan om:*

- *De prekwificatieprocedures voor DNG's met een aansluitingsvermogen van meer dan of gelijk aan 56 kVA te standaardiseren;*
- *Een vereenvoudigde regeling in te voeren voor DNG's met een aansluitingscapaciteit van minder dan 56kVA: de DNB hoeft alleen te weten of deze DNG's behoren tot de niches die in artikel 26octies van de elektriciteitsordonnantie zijn aangegeven. Prekwificatie per pool van afnemers voor alle soorten producten kan door de DNB worden overwogen. In dit geval is het de leverancier van de flexibiliteitsdiensten die om de detailstudie verzoekt en verantwoordelijk is voor de risico's die verbonden zijn aan de sturing van een pool van afnemers. Daartoe moet een proefproject worden uitgevoerd om de verschillende situaties die zich kunnen voordoen te analyseren en de meest geschikte methoden te implementeren;*
- *Een gedetailleerde studie tegen betaling<sup>14</sup> in te voeren voor verzoeken om extra capaciteit over 4kVA voor laadpalen: de analyses die in het kader van deze gedetailleerde studies moeten worden verricht, moeten gebaseerd zijn op transparante, objectieve, gestandaardiseerde en geharmoniseerde criteria;*
- *De administratieve vereisten te verminderen voor het verlenen en opvolgen van vergunningen voor de levering van aggregatie- en flexibiliteitsdiensten;*
- *Snelle "Switches" (in minder dan 24 uur vanaf 2026) van actoren (aggregator of leverancier) en zonder extra kosten mogelijk te maken: de DNB is verplicht om in de MIG (levering en flexibiliteit) in scenario's te voorzien die met deze vereisten verenigbaar zijn;*
- *Toe te staan dat meerdere marktspelers op een toegangspunt worden geregistreerd: de DNB is verplicht het toegangsregister zo aan te passen dat DNG's op hun toegangspunt meer dan één commercieel contract met verschillende marktspelers kunnen sluiten (zie paragraaf 5.2.1 van het voorliggende document).*



## Reactie Elia:

### Toegangsregister – Meerdere markspelers op een toegangspunt

Er wordt voorgesteld om meerdere markspelers toe te staan op één toegangspunt, met aanpassing van het toegangsregister door de DNB. Elia kan enkel beamen dat deze bepaling uitwerking krijgt maar wil toch benadrukken dat alineëring met de andere regio's noodzakelijk is, zodat de procedures en technische oplossingen overeenstemmen.

### Toegangsregister – gegevens over nieuwe gebruiksvormen.

Er dient een kader te worden voorzien om de mogelijkheid aan Elia (en eventueel ook andere DSO's) te bieden voor het verwerken en beheren van gegevens van het toegangsregister, persoonsgegevens inbegrepen, in de strikte mate dat dit noodzakelijk is voor de in de Elektriciteitswet aan Elia toebedeelde taken of met het consent van de netgebruiker. Dit is noodzakelijk in het kader van o.a. niet frequentie gerelateerde diensten, deelname aan flexibiliteits-en/of balanceringsdiensten die door Elia worden uitgevoerd.

### Prekwalificatieprocedure

Elia stelt zich dan ook de vraag wat wordt bedoeld met prekwalficatie:

- Indien het gaat om product prekwalficatie, het is inderdaad zo dat de DNB advies kan geven over deelname van DNG's aan producten. Prekwalficatie is echter productafhankelijk en uit te voeren door de FRP, op een individueel punt.
- Indien het gaat over grid prekwalficatie dient dat inderdaad door de netbeheerder van de betrokken netgebruiker te worden uitgevoerd.

## 2.5 Coordinatie tussen actoren

### Samenwerking tussen netbeheerders

*"In dit verband is BRUGEL de volgende mening toegedaan:*

- *De DNB en de GTNB moeten een studie uitvoeren op basis van realistische scenario's voor de integratie van de nieuwe gebruiksvormen, rekening houdend met de beperkte capaciteitsreserves op de MS- en HS-netten;*
- *De DNB en de GTNB zijn verplicht gegevens uit te wisselen over de nieuwe gebruiksvormen;*
- *De DNB en de federale transmissienetbeheerder moeten samenwerken ter bestrijding van de gaming van de commerciële spelers, die in de verleiding kunnen komen gebruik te maken van de diensten om opzettelijk veroorzaakte congestieproblemen op het net op te lossen."*

### Samenwerking tussen de netbeheerder en de marktpartijen

- Oprichting van een forum: Voor bepaalde aspecten zijn de netbeheerders verplicht overleg te plegen. Elia is van mening dat het via de organisatie van werkgroepen (Users' Group, WG Belgian Grid, enz.), haar website en nieuwsbrieven het nodige forum heeft gecreëerd waar de betrokken marktpartijen hun mening kunnen geven en vragen kunnen stellen. In dit opzicht is Elia van oordeel dat het procedures heeft ingevoerd die in overeenstemming zijn met de regelgeving. Elia is bereid om in overleg met Brugel en marktpartijen te bekijken hoe dit verder verbeterd kan worden.
- Audits: Elia vraagt zich af welke criteria zullen worden gehanteerd om deze audits uit te voeren. In ieder geval moeten de netbeheerders voldoende op voorhand op de hoogte zijn van dit kader, zodat zij de

nodige maatregelen kunnen treffen om er binnen een redelijke termijn vóór de audit rekening mee te kunnen houden.

- Brugel duidt ook aan dat een harmonisatie van de praktijken tussen de drie gewesten op het vlak van gegevensuitwisseling van essentieel belang is. Elia kan dit enkel onderschrijven. Voor diensten en producten die aangeboden worden door Elia (e.g. Elia as FRP), is de samenwerking met betrekking tot gegevensuitwisseling met Elia ook noodzakelijk.

### **Samenwerking tussen regulatoren**

Elia kan alleen maar instemmen met het voorstel van Brugel om het overleg tussen de regulatoren verder uit te werken, gelet op het groeiend aantal materies waarop verschillende regulatoren een (gedeeltelijke of volledige) bevoegdheid uitoefenen en op het feit dat het voor Elia van uitermate belang is om te kunnen werken met geharmoniseerde regels en gereguleerde documenten. Over de vorm die dit overleg moet innemen, spreekt Elia zich niet uit. Elia wenst daarnaast te benadrukken dat overleg niet enkel tussen de regulatoren en de marktpartijen dient plaats te vinden, maar ook tussen de regulatoren en de netbeheerder(s).

\* \*  
\*

**Contact**



**Elia Transmission Belgium SA/NV**  
Boulevard de l'Empereur 20 | Keizerslaan 20 | 1000 Brussels | Belgium



---

## RÉPONSE SIBELGA À LA CONSULTATION PUBLIQUE DE BRUGEL RELATIVE AU PROJET D'AVIS D'INITIATIVE BRUGEL-AVIS- 20220531-345

Date / Datum: 15/07/2022

---

### 1. INTRODUCTION/SYNTHESE

Les objectifs stratégiques de Sibelga sont parfaitement alignés avec ceux du projet d'avis. La déclinaison dans des dispositions pratiques nécessaires, appelle toutefois à plusieurs réflexions.

Préalablement aux remarques que vous trouverez ci-après pour chacune des rubriques de l'Avis, nous désirons attirer l'attention sur certains points de fond :

- 1) La responsabilité finale repose essentiellement sur le GRD. Si, évidemment, le GRD doit prendre sa part, le projet d'Avis semble néanmoins largement déséquilibré. Ainsi, aucune pénalité n'est prévue pour les comportements non vertueux d'un fournisseur ou d'un FSP voire d'un URD alors que leur responsabilité pourrait également être mise en cause. Sachant toutefois que le contrôle des comportements est sans doute impossible vu la multiplicité des acteurs potentiels actifs sur un point de fourniture et les variétés de services possibles. De même, l'obligation de notifier la présence des bornes n'est pas suffisamment contraignante pour les utilisateurs de ces bornes, singulièrement quant aux conséquences à leur égard.
- 2) Corréler ou, plus précisément, comparer la politique d'investissement et la flexibilité restera un exercice théorique qui ne pourra pas être remis en cause a posteriori.
  - En effet, les prévisions en Y-3, -2, -1... des charges liées aux usages nouveaux nous indiqueront les composants du réseau qui seront à risque selon une temporalité et une volumétrie estimées. Toutefois, elles ne tiendront compte que très imprécisément du comportement des clients, d'une part, et des nouveaux tarifs proposés par les fournisseurs, d'autre part. À cet égard, Sibelga rappelle que ses connaissances sur ces comportements et tarifs seront plus qu'incertaines et qu'à tout le moins, elle ne pourra pas anticiper l'activation. En d'autres termes, s'il sera possible d'établir des hypothèses pour ces usages traduites en critères d'investissement, le risque zéro en termes de congestion ne peut être garanti. Il est, à cet égard, essentiel de se rappeler que certaines interventions techniques resteront imprévisibles et auront nécessairement des conséquences sur le réseau.
  - Le projet d'avis relève à juste titre que les enjeux sont doubles, à savoir l'intégration des véhicules électriques et du chauffage électrique. Toutefois, le projet d'avis ne traite que de l'intégration des véhicules électriques. En ce qui concerne, entre autres, la politique d'investissement, ne pas tenir compte d'au minimum l'intégration du chauffage électrique dans le réseau et ne se focaliser que sur l'intégration des véhicules électriques semble éluder une partie importante de l'équation. La politique d'investissement dans le réseau implique à tout le moins une vue à moyen voire à long terme. En effet, les chauffages électriques, par l'énergie appelée peu ou prou réglables, rendent illusoire de pouvoir résoudre les congestions provoquées par ceux-ci au moyen de la flexibilité de la recharge des véhicules électriques. En outre, un déplacement de charge n'améliorera pas structurellement la pointe sur des assets chargés "en continu". Sibelga entend insister sur le fait que la flexibilité (ou toute autre forme de pilotage de la demande) peut aider quand le profil de charge présente des pointes importantes par rapport à la charge moyenne. Le pilotage de la demande peut faire déplacer ces pointes vers des creux.
  - Nous préconisons ainsi temporairement de dissocier la problématique de la flexibilité de celle des investissements.

3) Le projet d'avis se concentre uniquement sur la basse tension (BT).

- Sibelga ne comprend cependant pas pourquoi une approche touchant à l'ensemble des composantes du réseau (postes de fourniture, câbles MT, cabines, transfo et câbles BT) n'est pas envisagée. Ne se concentrer que sur la basse tension semble en effet trop limitatif. Il conviendrait d'envisager l'ensemble des sources de flexibilité par les URD, tant sur la moyenne que sur la basse tension. Il en va d'autant plus ainsi que le réseau MT et les postes du transport seront également très sollicités et, eux aussi, sujets à renforcement.
- Dans le cadre des traffic lights, la typologie en antenne des réseaux BT conduira à devoir calculer et communiquer les traffic lights sur des périmètres très petits avec un risque d'imprécision très important (loi des petits nombres). Cette granularité physique rendra la communication de ceux-ci au marché d'autant plus imprécise (à J-1 certainement). Notons également que la tarification implicite, qui plus est dynamique, des fournisseurs et donc le comportement des clients à la suite des signaux commerciaux de prix sont impossibles à intégrer dans les traffic lights que gèrerait le GRD.
- Les congestions en BT se produiront très localement donc. Aussi, faire appel au marché pour des cas ponctuels (liées à la typologie et la géographie) et pour des petites puissances semble a priori peu compétitif et peu attractif.
- Les actes intrusifs chez les clients (singulièrement le lissage de la charge) ne sont pas suffisamment encadrés et posent de délicates questions juridiques liées, notamment, à la protection des droits et libertés.
- Compte tenu de ce qui précède, le risque est grand que la situation réelle en BT ne soit pas conforme aux hypothèses prises pour les traffic lights. Sibelga ne pourra toutefois pas le justifier sans mettre en place un dispositif de suivi et de contrôle d'une complexité – et donc d'un coût – disproportionnée. La notion de gestion prudente et raisonnable ("en bon père de famille") disparaît.
- La granularité, la variété et la complexité en BT plaident en faveur d'une gestion des congestions intégrée par le distributeur selon des règles convenues, connues et validées par le marché. Dans le cas contraire, au lieu de limiter le risque de congestion, les dispositifs l'augmenteront.

## 2. BASE LÉGALE ET MÉTHODE

Sibelga n'émet pas de commentaire, s'agissant d'un avis n'ayant aucun caractère contraignant.

## 3. ENJEUX ET OBJECTIFS

- 1- Au niveau de la demande : Les hypothèses de croissance de la recharge de véhicules électriques se basent sur une étude parue en 2019, issue d'hypothèses émises en 2018. Etant donné les nouvelles politiques fédérales et régionales accélérant *de facto* la promotion de la mobilité électrique au détriment des véhicules à moteur « thermique », il faut considérer que l'impact de ce nouvel usage sera plus important que ce qui est indiqué dans l'Avis. À ce titre, Sibelga et les autres gestionnaires de réseau belges ont lancé une réactualisation de l'étude Baringa 2019. Cette dernière devrait aboutir sur un nouveau modèle d'uptake EV en Belgique et en RBC dans le courant du second semestre 2022. Ces scénarios de croissance des nouveaux usages devront, en tout état de cause, ensuite être revus sur une base régulière et être intégrés dans les réflexions autour du plan de développement.
- 2- Au niveau de l'offre : l'intermittence de la production ne pourra être compensée que partiellement par des services de flexibilité en BT. Sibelga attire l'attention de BRUGEL sur une éventuelle responsabilité que certains acteurs tenteraient de lui faire porter si les besoins de capacité supplémentaire annoncés ne pouvaient être rencontrés par les URD connectés à son réseau alors que tous les moyens pour en faciliter l'activation ont été mis en place. Il est de la responsabilité des acteurs de marché de faire appel pour les services d'équilibrage à de la flexibilité répartie de manière suffisamment homogène. Le GRD ne pourrait pas être pénalisé parce qu'un acteur ne dispose pas d'un pool d'URD suffisamment diversifié et concentre les activations dans une même zone. Des responsabilités doivent être clairement définies dans le RT pour ces acteurs également.
- 3- Sibelga est consciente qu'il y a lieu d'agir à deux niveaux, le marché et le réseau. Il est toutefois important de noter que les solutions et évolutions apportées à ces deux axes ne répondent pas aux mêmes enjeux et ne nécessitent pas les mêmes concertations et alignements. L'autonomie de Sibelga sur sa gestion de réseau et

ses choix techniques, à ce titre, ne peuvent pas être mise en cause par les acteurs commerciaux ou des URD, qui répondent à des intérêts différents et poursuivent des objectifs qui ne sont pas guidés par l'intérêt général. Enfin, le développement des réseaux actuels vers des réseaux plus intelligents ne peut pas se limiter à faciliter les échanges au sein du marché comme indiqué dans le projet d'avis. Ce développement est, avant tout, nécessaire pour assurer la continuité et la qualité de de la fourniture d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, en faveur de tous les URD.

#### 4. PRINCIPES DIRECTEURS

##### Principe 1 (l'accès des clients BT au marché de flexibilité doit être débloqué et facilité) :

Sibelga œuvre depuis plusieurs mois voire années à ouvrir la flexibilité à tous les niveaux de tension, y compris la BT, et ce, en collaboration avec les autres gestionnaires de réseau. Sibelga rejoint Brugel sur son souhait de combiner simplification et mesures tarifaires. Sibelga désire préciser à ce stade que les derniers travaux en cours (FCR, aFRR, multi-supply contracts, regelbare toepassing, ...) montrent que tous les gestionnaires de réseau ont les mêmes préoccupations. Toutefois, les points repris dans le projet d'avis (raccordements, activation du service, consentements, congestion, ...) ne couvrent pas tous les sujets qui devraient, selon Sibelga, être considérés dans l'équation globale. Le risque est, en effet, trop grand de donner une vue réductrice de la mise en œuvre de la flexibilité pour les véhicules électriques en particulier. Nous pensons particulièrement au *Transfert of Energy* (ToE) ou à d'autres aspects de la mobilité (faut-il considérer le point de recharge ou le véhicule lui-même ? quel rôle donner à un Charging Point Operator ou à un Mobility Service Provider ?).

##### Principe 2 (la transition énergétique doit être inclusive) :

Sibelga est évidemment favorable à ce que la transition énergétique soit inclusive et la volonté de garantir un traitement non discriminatoire fait partie de ses principes directeurs. Nous pensons également que tout accompagnement trop ciblé risque de détourner une clientèle proche d'une situation précaire (personne n'étant à l'abri). Des aller-retours ne sont pas souhaitables et une généralisation des actions nous semble plus judicieuse. Enfin, ce deuxième principe est plus général que l'objectif du projet d'avis sur la flexibilité et les véhicules électriques. Même si Sibelga partage ce principe, elle propose que celui-ci ne fasse pas partie de l'Avis définitif.

##### Principe 3 (la réponse, par les investissements de capacité, aux contraintes du système électrique bruxellois doit être raisonnable) :

Sibelga revient plus en détail sur ce principe dans cette réponse mais, comme déjà précisé en introduction, les investissements doivent être décidés en tenant compte de tous les usages. L'expérience démontre des difficultés croissantes de réaliser certains investissements (local cabine, autorisation de poser des câbles, ...) dont il faudra tenir compte. À cet égard, les projets de réforme du règlement régional d'urbanisme (voté en première lecture au Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale le 7 juillet 2022) n'invitent pas à une facilitation du métier et une diminution des coûts. Enfin, la capacité raisonnable doit être mis en balance par rapport au coût marginal de « surdimensionner » et de standardiser. Par exemple, le surcoût d'un câble de section supérieure est minime dans le budget total d'un projet (pose, mise en service, ...).

##### Principe 4 (la régulation doit être anticipative, ciblée et mise en œuvre progressivement) :

Vu les incertitudes sur de nombreux sujets, une introduction progressive de la régulation est pertinente. La composante tarifaire est clé.

##### Principe 5 (les gestionnaires de réseau doivent être responsabilisés et incités) :

Sibelga a toujours rempli ses obligations et comprend que des incitants permettraient de mettre l'accent sur certains points et engagements.

Les critères incitatifs devront toutefois être clairement définis et facilement démontrables. La notion de raisonnable prend ici tout son sens également.

Nous considérons que les mécanismes de sanctions pour le GRD ne sont pas utiles et pourraient s'avérer contre-productifs, en encourageant justement le surinvestissement dans le chef de Sibelga.

## 5. INTÉGRATION AU RÉSEAU DES BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES

### 5.1. Raccordement des bornes hors voirie

#### **Déclaration de la présence d'une borne de recharge**

Au niveau du paragraphe relatif à la déclaration par l'URD de la présence d'un ou plusieurs véhicules électriques raccordés à son point d'accès : Sibelga juge qu'un processus se basant sur la déclaration par l'URD ne permettra pas un recensement holistique car les pénalités proposées dans l'Avis pourraient s'avérer insuffisantes et inefficaces. En effet, Sibelga ne sera pas en mesure de facturer des tentatives de déplacement inutile pour placer un compteur smart s'il ignore à la base qu'un compteur doit être placé à cause de la présence d'une borne de recharge. L'URD n'aura dès lors aucun intérêt à se manifester et à adopter un comportement transparent. En outre, cette approche met la responsabilité au niveau du GRD de partir « à la chasse » aux propriétaires de bornes avec des menaces de pénalité. Il nous semblerait plus opportun de passer soit (1) par un mécanisme d'incitant pour l'URD à déclarer sa borne soit (2) par un mécanisme obligeant les intermédiaires du secteur de la recharge (installateur agréé, organisme de certification, ...) de déclarer les bornes pour lesquelles ils sont intervenus (choix réalisé au Luxembourg). Cette deuxième option consisterait à appliquer un processus assez similaire aux productions décentralisées (bien que dans le cas de la recharge, l'incitant des certificats verts est caduc).

Une piste complémentaire pourrait consister en la possibilité de détecter la présence d'une borne chez les utilisateurs consommant plus de 6 MWh/an. En effet, il s'agit d'une niche plus facile à identifier pour Sibelga et sur laquelle un compteur smart doit également être installé. Une fois installé, ce compteur devrait pouvoir être lu « pour des besoins de gestion du réseau » afin d'identifier une signature électrique de type « borne de recharge ». Ce processus – qui pose cependant des questions de privacy – ne permettra cependant pas non plus d'identifier l'ensemble des bornes sur le réseau (bien qu'une consommation résidentielle + recharge s'approchera souvent des 6MWh/an).

Il convient également de noter que certaines bornes ne seront pas derrière un compteur intelligent (puissances > 56kVA). Sibelga s'interroge sur la manière dont Brugel envisage de considérer ces situations, potentiellement nombreuses et impactantes pour le réseau, pour lesquelles les pénalités proposées dans l'Avis ne s'appliqueraient donc pas.

Au niveau du paragraphe relatif à l'intégration des données techniques des bornes dans le registre d'accès et dans le processus de preswitching MIG6 : Cette demande consiste donc à étendre aux véhicules électriques ce qui est en place pour les installations de production décentralisée (informer le fournisseur de la présence de ces équipements + quelques données techniques). Le preswitching devrait donc être adapté au niveau du modèle de marché MIG, de la plateforme CMS, du back-end Sibelga et des back-ends des fournisseurs d'énergie. Ces adaptations ne sont pas chose aisée. Bien qu'une contrainte informatique ne doive pas écarter une décision mais éventuellement en retarder son implémentation, Sibelga pense qu'il n'y a pas de sens à préciser à ce stade une solution – solution qui requerrait une concertation sectorielle fédérale, au-delà des adaptations précitées dans les systèmes. Ajoutons que les usages futurs (batteries, pompes à chaleur,...) devront être également répertoriés et qu'une solution identique doit être envisagée.

Il s'agirait d'une release majeure qui ne pourrait probablement pas voir le jour avant plusieurs années, et moyennant des coûts importants. Il serait par ailleurs utile de réfléchir à une manière d'échanger de façon bidirectionnelle avec les fournisseurs d'énergie concernant les informations relatives aux bornes (ex : il faudrait que le fournisseur ait l'obligation de signaler au GRD la présence d'un contrat spécifique VE, voire d'un contrat à tarification dynamique).

Au niveau du paragraphe relatif à la mise en œuvre d'un compteur séparé et la relève par le GRD des courbes de charge pour ses propres besoins : Sibelga ne comprend pas pourquoi se retrouvent dans le même paragraphe le droit de l'URD à avoir un compteur séparé pour sa borne, d'une part, et le droit de Sibelga à pouvoir relever la courbe de charge pour ses propres besoins, d'autre part. Le second élément devrait, selon Sibelga, se retrouver dans un paragraphe à part entière et applicable pas uniquement aux compteurs dédiés aux bornes de recharge mais également aux compteurs de tête derrière lesquels il y aurait également une borne de recharge (cas classique d'un résidentiel qui ne souhaite pas un compteur séparé pour sa recharge). Il conviendrait par ailleurs d'ajouter que le GRD puisse relever, en plus de la courbe de charge, d'autres données techniques de type Power Quality (courbe de tension, ...). Il est à noter que les compteurs Smart actuels sont configurés pour que, dans le respect de la législation applicable, Sibelga en lise la courbe d'index et non la courbe de charge (qui peut être déduite de la courbe d'index).

## Standardisation des schémas de raccordement des bornes

Indépendamment de la question de savoir si BRUGEL peut, par la voie d'un avis d'initiative, imposer à Sibelga d'établir une prescription technique pour une certaine date, il n'est pas encore établi que ces prescriptions pourront aboutir de manière concertée entre GRD à travers Synergrid ou si Sibelga devra œuvrer à la définition de prescriptions spécifiques à la Région. Un tronc commun sera certainement présent avec des particularités locales.

Au niveau du paragraphe relatif à la compatibilité des schémas de raccordement avec les opportunités économiques d'agrégation des services marché : Concernant l'exemple sur la production locale et le prélèvement pour la recharge, Sibelga pense que l'URD devrait faire le choix entre autoconsommer sa production avec son véhicule électrique ou avoir un contrat distinct pour sa recharge. Il ne nous paraît en effet pas logique (hors cadre des communautés d'énergie) de pouvoir optimiser son autoconsommation sur deux contrats de fourniture distincts.

## Installations de recharge situées en aval des raccordements

La distinction entre usage résidentiel et non-résidentiel est essentielle à plusieurs titres mais aussi quant à identifier le demandeur/l'URD. Ainsi, dans le cas, à nouveau, des immeubles à appartements résidentiels, Sibelga pourrait être en relation avec un gestionnaire d'immeuble qui ne sera pas nécessairement un URD dans le sens de l'ordonnance (placement d'un HEMS – Home Energy Management System - par exemple, voir ci-après).

Au niveau du paragraphe relatif au dispositif permettant de contrôler la puissance cumulée appelée par les bornes (HEMS) : Il n'est pas clair pour Sibelga s'il est question d'un équipement qui limite en cas de risque de dépassement de la puissance max mise à disposition (1) au niveau du circuit dédié aux bornes, (2) au niveau du circuit des communs ou (3) au niveau du branchement de l'immeuble. Dans ce dernier cas, un disjoncteur de raccordement devrait être installé pour protéger le branchement et permettre aux URD derrière un même raccordement d'optimiser globalement leurs prélèvements. Il faudra clarifier quel demandeur (URD, gestionnaire d'immeubles) devra mettre en œuvre cet outil de contrôle/gestion de la puissance. Sibelga précisera dans les prescriptions techniques à venir les caractéristiques et fonctionnalités minimales du dispositif qui devra être installé, ainsi que la manière dont il devra éventuellement s'interfacer avec le GRD (compteur intelligent via port P1, compteur C&I, mesure au niveau du branchement, ...). Sibelga pourrait en outre fournir un service dont le périmètre doit être également clarifié ainsi que le tarif associé éventuel (accompagnement, conseil, référencement de solutions compatibles, ...).

Au niveau du paragraphe relatif aux schémas de raccordement et de comptage pour les bornes permettant, le cas échéant, à chaque utilisateur de la borne d'être alimenté, pour ce qui concerne la recharge, par le fournisseur de son choix : L'interprétation de ce paragraphe n'est pas claire pour Sibelga. Est-il sous-entendu (1) que chaque utilisateur d'une même borne puisse choisir un fournisseur de service de recharge distinct (sur base de la logique CPO/MSP) ou est-il sous-entendu (2) que le modèle de marché MIG doive être modifié afin de permettre une logique multifournisseurs d'énergie sur un même EAN ? La première option nous semble tout à fait pertinente mais n'est a priori aucunement en lien avec les schémas de raccordement et de comptage du GRD. La seconde option nous semble très complexe à mettre en œuvre dans un avenir proche.

## 5.2. Gestion des services de recharge sur le point d'accès

### Activation des services liés à la borne (recharge et flexibilité)

Pour permettre l'enregistrement de plusieurs acteurs sur un même point d'accès, Brugel propose que pour le **1er janvier 2024 au plus tard**, le GRD mette en œuvre en concertation avec les différents acteurs des processus du marché décrivant les relations, les droits et devoirs des acteurs impliqués sur le point d'accès.

Les GRD réunis au sein de Synergrid organisent depuis quelques mois une concertation sectorielle à ce sujet qui aboutira sur une note de vision pour la fin de l'année 2022. Il faudra ensuite planifier la mise en œuvre de cette vision. En parallèle, les GRD ont entamé des discussions poussées avec Elia pour comprendre dans quelle mesure leur vision sur les évolutions du modèle de marché pourraient être prises en considération et mises en œuvre.

Sibelga pense qu'il n'est pas utile de définir une date d'implémentation dans le Règlement Technique bruxellois sachant que les acteurs de marché conviendront ensemble d'un planning progressif et réaliste.



Il est important de noter qu'il est déjà possible dans le modèle de marché actuel d'avoir :

- Deux contrats de fourniture séparés pour le prélèvement et l'injection
- Un contrat de fourniture séparé pour son véhicule électrique en installant un second compteur pour mesurer les charges de ce circuit séparé
- Un contrat de flexibilité (principalement pour les clients raccordés en MT pour l'instant)
- Un contrat de partage d'énergie

Des améliorations sont bien entendu encore possibles et nécessaires mais il n'y a pas de blocage à stade. Ces améliorations concernent principalement les interactions entre les scénarios de structuring et le gridfee (pour ce dernier de nouvelles orientations pourraient être prises pour la prochaine période tarifaire en 2025).

Plus particulièrement, Sibelga aimerait réagir sur les propositions suivantes :

- *Brugel* : « L'établissement dans le registre d'accès d'un point d'accès multi-services avec comme unité de switch au sein du marché un point de service qui peut se situer physiquement sur le compteur de tête ou derrière le compteur de tête (sous-compteur) ».

Réponse Sibelga : Le point de service est un concept fonctionnel qui permet d'accrocher un contrat. Aujourd'hui, il est surtout utilisé pour les contrats de fourniture. Un concept similaire pourrait être utilisé pour les autres types de contrat (flexibilité, partage d'énergie, partage de données) si cela est jugé nécessaire dans le modèle mis en œuvre avec les acteurs de marché concernés. Il est, en tout cas, essentiel de pouvoir lier ces différents types de contrat au point d'accès.

Le sous-compteur est une option pour mesurer un circuit dédié (à une recharge de VE ou à une unité de production par exemple) mais ce n'est pas la seule option. Pour des raisons pratiques et techniques, le GRD peut décider de placer un second compteur en parallèle du compteur principal et, par calcul, arriver à une situation logique de sous-comptage (et inversement). La solution technique sur le terrain a donc, tant du point de vue du client que du GRD, peu d'importance. Il ne nous semble pas pertinent de forcer une option ou l'autre dans le Règlement Technique.

- *Brugel* : « L'établissement d'un détenteur d'accès principal sur le point d'accès : c'est le titulaire du « point de service marché prélèvement » situé sur le compteur de tête. L'activation ou la désactivation du point de service sur lequel il y a un détenteur d'accès principal entraîne l'activation ou la désactivation des autres points de service ».

Réponse Sibelga : Sibelga rejoint totalement Brugel sur cette proposition. L'accès devrait être géré au niveau du point d'accès et pas au niveau des points de service, d'où l'utilité de définir un détenteur d'accès principal.

- *Brugel* : « L'établissement d'un URD principal sur le point d'accès : c'est l'URD qui a signé un contrat de fourniture avec le détenteur d'accès principal pour les prélèvements enregistrés sur le compteur de tête. Donc il doit être possible d'enregistrer un URD distinct de l'URD principal sur le point de service marché de la borne de recharge ».

Réponse Sibelga : Sibelga rejoint totalement Brugel sur cette proposition. Le GRD devra pour certaines situations récolter le consentement du client quant à son point d'accès. S'il y a plusieurs contrats avec des utilisateurs de réseau différents renseignés dans ces contrats (ce qui est assez difficile à contrôler par ailleurs, sachant que nous travaillons avec des champs texte), il nous faudra un référent, d'où l'utilité de définir un URD principal. La question se posera des responsabilités et des conditions contractuelles qui lieraient l'URD principal aux URD « secondaires ».

### Gestion des consentements des URD pour l'activation des services de recharge

Sibelga rejoint Brugel sur le fait qu'il serait peut-être logique de permettre au fournisseur de récolter le consentement pour la lecture de ses données à distance lorsqu'il veut activer un service qui le nécessite. Sibelga considère qu'il serait toutefois opportun de nuancer cette position. Tout d'abord, vu le sujet de cette consultation, il faut mentionner que le consentement de la lecture des données des clients qui possèdent une borne de recharge – comme d'ailleurs les clients qui participent à des services de flexibilité ou d'agrégation - ne sera pas véritablement nécessaire puisque ces clients concernés doivent, en vertu de l'ordonnance, activer la fonction communicante de leur compteur intelligent.

En dehors des niches de clients qui ont l'obligation d'activer la fonction communicante de leur compteur intelligent, la question se pose cependant. Etant donné que Sibelga restera le responsable du traitement, elle devra conserver les consentements quelle que soit la source. Par conséquent, Sibelga devra mettre en place un canal de récolte via le GRD.

La question se pose donc de savoir si le canal mis en place par Sibelga ne doit pas être le seul officiel sous peine de devoir mettre en place des processus complexes et coûteux de contrôles. Autrement dit, si le fournisseur récolte le consentement d'un client, il ne pourrait le faire qu'au titre de sous-traitant de Sibelga. Le GRD récolterait alors toujours le consentement du client, soit en direct, soit via un sous-traitant. Sibelga pourrait, par la même occasion, collecter des informations sur les assets du client (bornes, batteries, ...)

Ceci nécessitera des analyses et des discussions sectorielles avec les acteurs de marché pour déterminer quelle sera la meilleure option.

Enfin, quant à la proposition de Brugel de permettre au client de vérifier les services activés sur son point d'accès, nous proposons d'indiquer que cela doit se faire par un outil accessible via Internet plutôt que de préciser que cela doit se faire via le site web du GRD pour ne pas préjuger de la solution.

### 5.3. Gestion des congestions

Une congestion peut, en effet, être identifiée sur trois pas de temps (Y-1, J-1 et en temps réel). Chacun devant être géré de manière différente. Un quatrième pourrait être envisagé à Y-5 lors de l'établissement du Plan de Développement.

#### Réactions des URD aux signaux tarifaires

Sibelga pense effectivement que les incitants tarifaires du GRD sont de nature à induire des comportements des URD favorables pour le réseau. Il importe cependant que ces incitants soient faciles à intégrer par les URD et visent à décourager des comportements répétitifs (par exemple mettre son VE en charge tous les jours à 18h), mais pas forcément une action exceptionnelle (mettre une fois en charge son VE à 18h parce que l'URD en a absolument besoin). À ce titre, les tarifs basés sur une mesure de pointe ne sont pas une bonne solution. En effet, sauf à prendre en compte plusieurs pointes pour la tarification, la pointe une fois atteinte, l'URD n'est plus incité à ne pas la reproduire les jours suivants. Reste l'incertitude que le GRD pourra difficilement prendre en compte les tarifs dynamiques des fournisseurs à des fins d'optimisation de leur portefeuille (production vs consommation) qui pourraient être décorrélés des tarifs de distribution (lissage de la pointe réseau).

#### Communication du GRD sur l'état du réseau

Sibelga estime que les « traffic lights » sont un moyen simple et efficace de communiquer vers le marché le risque de congestion dans une zone. Dans un premier temps, les traffic lights seront définis au niveau de zones assez grandes. Le calcul et la communication d'un traffic light au niveau d'un câble BT sera encore pour plusieurs années hors de portée des moyens de calcul disponibles (sauf dans des cas extrêmes comme des reports de charge lors de travaux).

Aujourd'hui, les GRD ont mis en place un système d'étude réseau statique (qui ne pose pas de problème pour la valorisation du potentiel de flexibilité en MT), mais il faudra le faire évoluer vers un système d'étude réseau dynamique, que l'on imagine journalier, et c'est ce qu'on appelle les traffic lights. Ce système sera probablement indispensable pour permettre la valorisation de la flexibilité des assets raccordés en BT. Il permettra de mieux exploiter ce potentiel de flexibilité sans mettre en danger le réseau.

Sibelga considère que trois niveaux seront sans doute nécessaires :

- Vert = aucun problème ;
- Orange = situation intermédiaire où les actions ne sont pas interdites mais limitées ;
- Rouge = zone congestionnée (prélèvement ou injection) - aucune action d'activation ou d'incitation ne peut être prise par les acteurs de marché dans ce sens.

Par définition, un traffic light doit pouvoir être communiqué au marché de manière anticipée. Donc pour l'établir, le GRD doit être capable de faire des prévisions entre un jour et quelques heures à l'avance. Afin de faire des prévisions réalistes sans marge de sécurité excessive, il importe que le GRD dispose de toutes les informations en possession des acteurs de marché : les contrats flexibles avec les URD, les plages horaires d'activation annoncées, les contrats avec tarification dynamique, etc.

Sibelga émet des réserves sur le fait que le GRD doive indemniser l'URD impacté par une limitation de capacité après avoir communiqué à temps un traffic light négatif. En effet, un système de compensation pourrait permettre en

pratique du gaming, car l'acteur a intérêt à, d'une part, provoquer des congestions afin d'obtenir, d'autre part, une compensation de Sibelga, et ce, sans que Sibelga ne puisse contrôler de telles pratiques. Nous pensons qu'il est important de définir les devoirs des acteurs de marché face à un trafic light orange ou rouge. Dans le cadre d'un service d'équilibrage au niveau du réseau de Transport, ces acteurs doivent disposer d'un pool d'URD supérieur à la puissance souscrite afin de pouvoir réorienter ailleurs une partie du pool en cas de trafic light orange ou rouge dans une zone. Enfin, ces notions nouvelles de flexibilité sont complexes à appréhender pour les clients qui y souscriront. Sibelga plaide pour que les acteurs, à l'instar de la fourniture de la commodité, soient clairs sur les produits qu'ils commercialisent afin d'éviter une avalanche de plaintes infondées. Si pénalités il devait y avoir, le fournisseur du service doit pouvoir être mis en cause également, ce que ne permet actuellement pas l'ordonnance.

Bien entendu, cette non-compensation doit être accompagnée par des obligations dans le chef du GRD. Celui-ci doit être incité à prendre des mesures structurelles dans les zones où le trafic light est trop souvent orange ou rouge.

La définition fine et les modalités d'utilisation des « traffic lights » doivent être prises en concertation avec les autres GRD et est actuellement discutée dans un groupe de travail Synergrid du projet iCAROS. Plusieurs paramètres de communication doivent être définis : La granularité, la fréquence, le niveau de risque, le délai de préavis, les plateformes d'échange, ... Tout cela constitue un projet en tant que tel qui devra être coordonné avec les autres GR. On n'imagine pas en effet que chaque GRD mette en place son propre système.

### Action curative du GRD via la limitation de capacité de la borne.

Le fait que la limitation ne puisse s'opérer que sur les capacités allouées au VE est une solution de facilité pour le GRD mais ne correspond pas forcément à l'intérêt du client. Chez un client qui dispose de plusieurs applications nouvelles (chauffage, VE, batterie, ...), ne pourrait-on pas laisser le choix au client, comme c'est le cas en Italie, d'opter entre une limitation au niveau du compteur de tête à une valeur stipulée dans le contrat de raccordement (ou son équivalent) et une limitation au niveau de la seule borne de recharge ? En outre, cela n'encourage pas le client à installer un système intelligent (home energy management system) qui optimise les usages privés et la charge-décharge des batteries en fonction de la disponibilité de la production locale de manière à lisser au maximum le prélèvement sur le réseau. Le client qui aurait investi dans un tel système sera traité de la même manière que celui qui ne pilote rien.

La notion de puissance minimale garantie doit par ailleurs être analysée sur les différents aspects suivants : raccords, mesures, flexibilité et investissement.

- Sibelga considère donc, à ce stade, qu'une puissance minimale garantie de 4kVA est trop élevée compte tenu des contraintes à court et moyen terme qu'une telle puissance minimale garantie devrait générer en ce qui concerne la gestion du réseau et les conséquences en matière d'investissement dans le réseau.
- Il faudrait également clarifier différents cas de figure qui risquent d'induire des puissances minimales garanties différentes. À titre d'exemple, un client résidentiel qui disposerait de plusieurs points de recharge (car deux voitures de société avec contrat différent) aura-t-il droit à 4kVA ou à 8kVA de puissance minimale garantie ? La puissance minimale garantie doit-elle être indépendante de la puissance de la borne de recharge et du renforcement demandé et payé par le client (ex : bornes 22kVA vs bornes 7,4kVA) ?
- Pour les ensembles collectifs, il nous semble que la valeur 4kVA par borne de recharge est peu pertinente, car elle induira quasi indubitablement des renforcements des raccords et du réseau. Cette valeur devrait dépendre essentiellement de la configuration privée des équipements de recharge (entre autres la puissance des bornes installées et le nombre de bornes installées). En effet, un certain foisonnement de la consommation des bornes devrait naturellement apparaître (tout le monde ne se chargera pas en même temps). La valeur à laquelle le GRD peut limiter la capacité devrait donc être définie en fonction de la configuration de l'installation en respectant l'esprit des 4kVA et en tenant compte qu'un renforcement du raccordement (voire du réseau) pourrait être évité grâce à la puissance non utilisée par les URD de l'immeuble pour leur usages classiques à des heures hors pointe (un gros immeuble dispose d'une capacité déjà actuellement sous-utilisée en dehors des heures de pointe, typiquement après 22h). Le principe de l'optimisation de tous les usages et non de la gestion isolée de la recharge est, selon Sibelga, un facteur déterminant car il anticipe les solutions qui seront nécessaires avec l'électrification des moyens de chauffage. L'obligation de l'installation d'un load balancing par l'URD-gestionnaire d'immeuble sera intégrée dans les futures prescriptions.

- Sibelga s'interroge également sur la puissance minimale garantie et la manière de piloter la recharge chez les clients connectés à la MT (derrière une cabine client).
- Sibelga constate par ailleurs qu'il n'est pas fait mention du pilotage des bornes en voirie et/ou accessibles au public. Il convient en effet de réfléchir à ce cas où, contrairement à une recharge classique résidentielle, une série d'URD se succèderont.

Il faudrait par ailleurs trouver un moyen de piloter la recharge même dans le cas où il n'y a pas de compteur distinct pour la recharge. La solution devra tenir compte d'une série de contraintes techniques selon qu'il y ait la présence d'un compteur dédié ou pas (pilotage via le compteur intelligent GRD comme au Grand-Duché du Luxembourg? Port P1 ? Directement sur la borne comme en UK ?), économiques et légales (quid de la législation en matière de restriction au droit de la propriété et respect de la vie privée ?). Il est donc nécessaire pour Sibelga de prendre le temps de réfléchir et expérimenter la manière dont la recharge sera pilotée (d'un point de vue technique, contractuel, légal, ...). Il faudra par ailleurs imposer des prescriptions techniques sur les bornes afin de les rendre pilotables. Des expériences dans d'autres pays doivent alimenter la réflexion (en UK, les bornes sont paramétrées par défaut de telle façon qu'elles ne chargent pas au même moment). Le projet d'Avis fait mention d'ailleurs de la possibilité d'un pilotage à distance ou localement mais en autorisant ce dernier qu'en cas d'absence de communication ce qui, en définitive, pourrait devenir une solution structurelle.

Enfin, certains travaux d'investissement (prenons l'exemple d'un nouveau point de fourniture) peuvent prendre plusieurs années alors que la congestion qu'ils sont sensés résoudre a été identifiée à temps. Ces cas de figures doivent être isolés et ne pas répondre aux mêmes exigences.

## 6. INTÉGRATION DE LA FLEXIBILITÉ DANS L'ASSET MANAGEMENT

Le rôle du GRD est de **dimensionner**, d'entretenir et d'exploiter **le réseau** pour satisfaire aux besoins de la clientèle au coût le plus raisonnable possible.

Depuis toujours, les GRD tiennent compte d'une part d'un **facteur de simultanéité** et d'autre part, d'un **critère N-1** – c'est-à-dire le fait que la charge d'un élément indisponible du réseau doit pouvoir être reprise, en cas de défaut ou de travaux par exemple, par des éléments voisins du réseau – dans le dimensionnement du réseau. Sibelga prévoit d'adapter les règles de dimensionnement des réseaux en tenant compte des nouveaux usages. Aujourd'hui, il est très difficile, par manque d'expérience, d'estimer le facteur de simultanéité pour ceux-ci ; des campagnes de mesures et de calcul seront nécessaires afin d'affiner les besoins en capacité pour les nouveaux usages. Il serait précieux que Sibelga soit autorisée à utiliser les données quart-horaires des compteurs intelligents (éventuellement anonymisées mais localisées) dans le cadre de ces études. Les règles seront susceptibles d'évoluer dans le temps en fonction des observations qui seront faites. Il ne faut pas perdre de vue non plus que le non-lissage des consommations, s'il peut être résolu localement en aval, se répercute vers l'amont. Le goulet d'étranglement pourrait alors se trouver dans le réseau de transport. Il est donc dans l'intérêt de tous les acteurs, y compris *in fine* des clients finals eux-mêmes, d'œuvrer pour favoriser un lissage maximum des consommations.

Le bon **équilibre entre investissements de renforcement et d'intelligence** est effectivement le grand défi à venir. Ils ne sont certainement pas mutuellement exclusifs. L'observabilité doit permettre de mieux cibler les investissements de renforcement qui seront toujours nécessaires. Si une surcharge apparaît sur un asset, la question qui se pose est de savoir s'il est possible ou pas de remédier à ce problème par la gestion de la demande ou s'il est structurellement surchargé et doit être renforcé. SIBELGA pense qu'il est prématuré voire risqué de tenir compte d'une réserve théorique de flexibilité pour établir ses plans d'investissements (une nouvelle cabine ou un nouveau câble sont installés pour répondre à des besoins LT et tenant compte d'hypothèses fiables).

Un indicateur toutefois qui permettrait de faire la distinction entre les deux situations (gestion de la demande vs investissement) est la mesure du **facteur d'utilisation**. Le facteur d'utilisation est le ratio entre l'énergie délivrée sur une année (kWh) par un asset et sa pointe (kW). Il s'exprime en heure. Un facteur d'utilisation faible indique une pointe élevée par rapport au volume d'énergie délivrée et donc des creux importants dans le diagramme de charge. Une utilisation élevée est le signe d'un diagramme de charge relativement plat.

En pratique, on constate que l'utilisation est plus faible pour les assets en aval dans le réseau, donc proche des clients et plus élevée pour des assets proches de la source. A partir du moment où la pointe d'un asset dépasse le maximum

admissible sans dégradation du facteur d'utilisation, un renforcement est justifié. Nous proposons de définir par classe d'asset une limite à ce facteur. Si l'utilisation est plus faible que cette limite, il y a de la place pour la gestion de la demande entre autres via la limitation de la capacité. Si par contre, l'utilisation est supérieure à cette limite, l'asset doit être renforcé.

Sibelga est persuadée qu'il est beaucoup trop tôt pour envisager de créer un **marché local de flexibilité**. Le déploiement des compteurs intelligents est insuffisant, la maturité du marché n'est pas encore présente et les besoins n'existent pas encore ou ne sont pas avérés. De ce fait, adapter les règles pour le renforcement des réseaux dès l'apparition du nouveau RT nous semble impossible, notamment parce que les marchés n'existent pas encore mais aussi parce que les critères et paramètres à prendre en compte pour définir un optimum sociétal global ne sont pas établis à ce jour. De plus, nous pensons qu'il faudra analyser de manière très prudente la pertinence d'introduire un marché de ce type à Bruxelles en particulier pour la distorsion du marché que cela pourrait introduire (cf. Démonstration dans l'étude du bureau Deplasse). De plus, la typologie d'un réseau permet de lever la congestion à différents niveaux sachant également que les activations peuvent être faites à un niveau pour solutionner des problèmes survenus à un autre niveau de tension (jusqu'au transport).

Ainsi, il n'est pas défini s'il faut tenir compte du marché de flexibilité national dans les règles de dimensionnement du réseau de distribution. Dans son projet d'avis 345, Brugel prévoit une priorité pour l'utilisation de la flexibilité pour solutionner des contraintes locales mais il nous semble utile de préciser que la flexibilité locale en BT sera activée parfois pour des contraintes du réseau en amont mais que ce ne soit qu'en dernier recours et d'ainsi favoriser les activités au bon niveau de tension.

Partant de cette logique (activation et congestion au même niveau de tension), Sibelga pense qu'il serait logique que l'URD responsable de la congestion soit celui qui soit appelé à la compenser.

Par ailleurs, la priorité donnée à la BT nous semble contradictoire à l'imposition de vérifier si des services de flexibilité sont préférables à un investissement qui couvre tous les composants d'un réseau de distribution.

Sibelga note également que la directive européenne et la nouvelle ordonnance laissent la possibilité au régulateur de dispenser le gestionnaire de réseau de recourir à ce service ce que Sibelga préconise et à tout le moins désire exclure à court terme.

Dans le contexte bruxellois, caractérisé par un faible risque de congestion lié à l'excès de production locale, nous ne voyons pas dans quel cas de figure un service de flexibilité locale peut aider à résoudre des problèmes de congestion. :

- Soit il s'agit d'une congestion provoquée par l'activation de charges flexibles par des FSP pour des services d'équilibrage. Le système d'information des acteurs du marché d'un risque de congestion devrait permettre aux FSP, de réorganiser leur pool pour livrer le service et éviter la congestion. Sinon, on aurait la situation absurde de rémunérer le client A pour le service (par le FRP), rémunérer B (par le GRD) pour contrecarrer l'effet de A et finalement le service au système électrique n'est pas délivré puisque B a neutralisé A
- Soit il s'agit d'une congestion provoquée par l'usage simultané des nouvelles charges. Les moyens cités plus haut avec un dernier recours pour le GRD de limiter momentanément la capacité du détenteur de ces nouvelles charges devrait en général résoudre le problème.
- Soit il s'agit d'une congestion naturelle, liée à la croissance progressive des charges, Dans ce cas de figure, Il est possible d'anticiper les événements et de procéder à temps au renforcement du réseau.

Enfin et sans doute le plus important, les seuls utilisateurs qui pourraient fournir de la flexibilité sont ceux qui détiennent des charges flexibles, c'est-à-dire les mêmes que ceux qui sont à l'origine des congestions. Le risque de gaming est évidemment majeur et c'est la collectivité qui paie.

**La mise en place d'un marché local de flexibilité semble à ce stade prématurée et trop complexe. La solution qui consiste à agir sur les consommateurs à l'origine de la congestion semble d'un point de vue sociétal et de l'efficacité largement préférable.**

## 7. MISE EN ŒUVRE DES RÉSEAUX INTELLIGENTS

### L'observabilité du réseau en end-to-end

L'observabilité comprend plusieurs aspects où Sibelga se trouve à des stades relativement différents d'avancement.

D'une part l'**aspect topologique**, la structure du réseau. A ce niveau-là, il convient encore de distinguer la structure normale, c'est-à-dire en l'absence de tout travaux et manœuvres, c'est ce qu'on appelle le réseau « as-built ». La topologie est documentée dans un système GIS qui reprend l'ensemble des assets avec leurs caractéristiques techniques et la connectivité entre ceux-ci ; et la structure courante qui tient compte des opérations (manœuvres) temporaires qui sont faites quotidiennement afin de mettre hors tension certains éléments du réseau pour y faire des travaux ou des réparations. La tenue à jour de la structure courante du réseau est l'objet principal du système appelé DMS (distribution management system). Chez Sibelga un DMS est opérationnel depuis plusieurs années pour le réseau Moyenne Tension et le sera pour le réseau Basse Tension à partir de l'automne 2022. Sibelga sera un précurseur parmi les GRD belges en ce domaine, aucun autre GRD en Belgique n'a un DMS pour son réseau BT. Cet aspect est évidemment un prérequis fondamental pour la suite ; en effet vu les critères de dimensionnement du réseau, on peut s'attendre à ce que les congestions surviennent d'abord là où le réseau n'est pas dans son état normal, car un asset (un transformateur par exemple) outre sa charge habituelle doit reprendre la charge d'un transformateur adjacent mis hors service pour des travaux, le risque de congestion est donc plus grand à ce moment.

Concernant les branchements, ceux-ci sont en général assez correctement documentés, mais par contre, l'information sur les phases utilisées n'est pas disponible et il n'est pas envisageable à un coût raisonnable de collecter cette information

D'autre part, **les flux d'énergie**. Les flux d'énergie sont indissociables de la connaissance de la topologie courante qui a un impact majeur sur ceux-ci. La connaissance des flux d'énergie en temps réel est déjà assez bonne sur le réseau MT. Tous les départs des postes sont équipés de télémesures et dans les cabines smart, les indicateurs de courant de défaut envoient également des mesures en temps réel, cela permet de monitorer la dégressivité de la charge le long du feeder et les remontées éventuelles en cas de production décentralisée. Sur le réseau BT, la connaissance des flux d'énergie est beaucoup moins bonne. Des télémesures de charges des transformateurs sont systématiques dans les nouvelles cabines smart. Aujourd'hui cela représente environ 250 transformateurs. La connaissance des charges sur les câbles BT est embryonnaire. A ce niveau, il est pertinent de se demander quel est le moyen le plus économique pour améliorer la connaissance des flux d'énergie sur le réseau BT. Soit en multipliant les télémesures soit en agrégeant les données des compteurs smart ou en établissant des modèles de charges à partir des informations sur les clients et les usages. Sibelga envisage une combinaison des 2 méthodes, les télémesures sur des échantillons représentatifs servant également à la validation des algorithmes d'agrégation et des modèles.

L'expression end-to-end devra être nuancée. Elle laisse entendre qu'il faut pouvoir mesurer tout en permanence, à la limite jusqu'au niveau des branchements. Cela ne sera ni forcément utile, ni économique. La roadmap smartgrid qui devra être présentée pour le 1-1-2024 devra clarifier la granularité optimum d'observabilité. En première analyse, nous pensons que l'optimum est l'observation au niveau du transformateur MT/BT. En effet, en général, la zone en aval est suffisamment homogène pour qu'il n'y ait pas de différences significatives entre les câbles et, en outre, la capacité du transformateur est la moitié de la somme de la capacité des câbles. Les études en cours ou à venir permettront de mieux évaluer la pertinence d'adopter un monitoring de tous les composants d'une cabine MT/BT. Certaines cabines pourraient en effet ne pas connaître d'évolution significative de leur profil de charge. En outre des observations faites à un endroit pourront être extrapolées à d'autres avec des outils d'analyse de données (voir plus bas). Des critères de nature socio-économique devront être définis pour déterminer si une cabine doit être rendue smart ou pas et à quel moment.

### L'identification des points d'accès dans le réseau

Sibelga travaille sur ce sujet qu'il a appelé LCR (lien client-réseau) depuis des années. Depuis toujours, les gestionnaires de réseau ont eu des systèmes d'information distincts pour gérer d'une part les assets réseau et d'autre part les données des compteurs et des clients. Cela signifie qu'un gestionnaire de réseau ne peut pas de manière simple lister les clients alimentés au départ d'un câble ou d'un transformateur donné. L'objectif du LCR est de pouvoir établir une table qui pour chaque point d'accès au réseau (EAN) donne l'identifiant du point de connexion. Le point de connexion est soit l'extrémité d'un branchement, soit d'un câble, soit une cabine pour les clients MT. En 1ère approche, on peut établir ce lien sur base de la correspondance d'adresse. Pour Sibelga, cela a permis d'établir le LCR pour environ 85%



des EAN. Pour la suite, des méthodes plus élaborées et même des relevés sur place seront nécessaires. Actuellement Sibelga se concentre sur les processus afin d'établir le LCR dès qu'un travail est réalisé sur un compteur ou un branchement. La question des « no-device » reste entière. Ces installations n'ont pas d'EAN individuels. Pour la flexibilité, ce n'est pas critique, mais le LCR servira aussi à identifier les clients impactés par une coupure de courant et dans ce contexte cela peut l'être.

### **Analyse des données**

Un aspect du smart grid qui n'est pas cité dans le document est l'analyse des données. L'observabilité permet de collecter des données. En fin de processus, il faut pouvoir faire du contrôle ou communiquer l'état du réseau au marché. Entre les deux, il faut pouvoir traiter les données afin d'anticiper les situations. Il faut être capable à partir des mesures directes ou des modèles d'estimation :

- Étudier l'impact des conditions météo et des pilotages de charge par les acteurs de marché.
- Faire des prévisions à J+1 ou +2 tenant compte des données historiques, être capable d'estimer le profil de charge des assets en tenant compte au minimum des éléments suivants : le jour de la semaine, les conditions météorologiques, les usages de l'électricité, la topologie courante (travaux en cours) et les programmes d'activation des charges flexibles.

Le résultat de ces analyses doit être la probabilité de congestion. En fonction de ce risque, un trafic light pourra être envoyé par le GRD aux acteurs de marché. La granularité des traffic lights toutefois sera basée sur les données disponibles ; l'absence de compteurs digitaux, le délai nécessaire à rendre notre réseau intelligent et la montée en compétence sont autant d'éléments qui nous permettront d'être de plus en plus précis dans l'établissement des traffic lights.

La mise au point et l'implémentation de ces outils est sans doute le plus grand défi des GRD en matière de smartgrid. Il faudra travailler en plusieurs étapes. L'implémentation aboutie de ces outils prendra certainement plusieurs années. Une approche cohérente devra être définie avec les différents GR du pays, y compris Elia. La feuille de route Smartgrid devra revenir sur cet aspect.

### **La possibilité de poser des actes de contrôle-commande à distance.**

Pour la conduite des réseaux, Sibelga a déjà la capacité de faire des manœuvres à distance dans le réseau MT. Il n'est pas prévu ni justifié de faire de même dans le réseau BT. Il n'est donc pas possible de réorganiser à distance le réseau BT pour éviter des congestions. Des analyses ont déjà été faites, mais les coûts sont prohibitifs. Bien entendu, en cas de surcharge avérée localisée, il sera toujours possible d'adapter manuellement la topologie (pour des périodes assez longues, on n'imagine pas d'envoyer quelqu'un tous les jours pour ce genre d'opérations) afin de soulager l'asset en surcharge. Il ne faut cependant pas mettre trop d'espoir dans ce genre de solution, car dans un réseau où les nouveaux usages connaissent un fort développement par quartier, il est fort possible que les assets voisins soient sous contrainte au même moment.

Nous considérons que cette possibilité doit quoi qu'il arrive être développée par les GRD (de manière uniforme idéalement), mais il y a beaucoup d'aspects techniques à analyser et à expérimenter avant de se lancer dans une implémentation structurelle coûteuse.

La manière qui sera retenue pour activer les charges (via compteur, via un HEMS, via le port P1, via un paramétrage directement de la borne,...) impliquera des développements conséquents et des interfaces complexes avec nos outils du dispatching (« SCADA ») en particulier.

### **La communication au marché des informations objectives et fiables sur l'état du réseau**

Sibelga est prête à remettre une feuille de route smartgrid au 1/1/2024 qui s'inscrira dans le prolongement de la politique smart grid décrite dans le plan d'investissement de ces dernières années. Il faudra se concerter pour s'assurer qu'il y a bien une compréhension commune sur les possibilités actuelles et sur les finalités attendues au sujet de ce smart grid.

## 8. ACCÈS AUX MARCHÉS

Sibelga est convaincue que les produits de flexibilité devraient pouvoir être offerts avec des assets sur les différents niveaux de tension, c'est à dire que tous les clients devraient pouvoir participer au marché de la flexibilité.

Il nous semble cependant important de ne pas transposer tels quels les règles et les processus mis en place pour la MT vers la BT, conseil que l'on retrouve dans la toute première recommandation de l'étude très complète de VITO sur la flexibilité, au chapitre 2.1.1). EN effet, il y a un certain nombre de spécificités :

- Le volume de points sera potentiellement beaucoup plus important ce qui nécessitera une approche plus structurée, moins complexe et plus automatisée.
- Le nombre de déménagements et de changements contractuels est bien plus élevé chez la clientèle résidentielle, en particulier à Bruxelles. A nouveau, ceci nécessitera une approche simple structurée et automatisée.
- Les considérations GPDR devront être examinées de près pour la clientèle résidentielle.
- Les profils de la clientèle résidentielle étant beaucoup moins stables et prévisibles, il faudra analyser de nouvelles méthodes de settlement qui pourraient s'avérer plus pertinentes.
- Les risques des congestions seront bien plus élevés si on considère le facteur de foisonnement utilisé actuellement dans le dimensionnement des réseaux. Il faudra mettre en place une solution qui dès le départ incite les acteurs de marché à respecter les contraintes du réseau public.

Toutes ces spécificités auront un cout, qu'il faudra tenter de maîtriser pour qu'il soit raisonnable en regard de l'intérêt sociétal de faire participer ces ressources au marché de la flexibilité.

Nous estimons qu'il n'y a pas à court terme d'urgence car il y a encore un immense potentiel de flexibilité en MT non exploité (cf. Courrier Synergrid adressé à FORBEG ...).

Il sera donc important de ne pas se précipiter dans des directions pour lesquelles il sera difficile de faire marche arrière. Il faudra privilégier une approche agile, pas par pas, qui nous permettra de faire des expériences, d'en tirer des leçons et d'avancer prudemment. Une ouverture systématique et directe de tous les produits à la BT n'est donc pas à privilégier dans l'immédiat.

Un certain nombre de mesures pourraient cependant être prises pour assurer un accès au marché transparent, juste et inclusif. Ci-dessous, vous trouverez nos réactions sur les mesures de simplification des processus d'accès, les mesures tarifaires et les mesures sociales proposées par Brugel.

### 8.1. Mesures de simplification des processus d'accès

#### **Standardiser les procédures de préqualification des URD qui disposent d'une capacité de raccordement supérieure à 56kVA.**

Sibelga est prête à ouvrir la possibilité aux utilisateurs disposant d'une capacité de raccordement supérieure à 56kVA et raccordés en BT de participer aux produits de flexibilité aux mêmes conditions que les clients raccordés en MT. Il faudra pour ces clients prévoir la signature d'un contrat de raccordement. Le point est actuellement discuté en Synergrid, une approche harmonisée sera proposée au niveau national.

#### **Instaurer un régime simplifié pour les URD qui disposent d'une capacité de raccordement inférieure ou égale à 56kVA : le GRD doit seulement être informé de l'appartenance de ces URD aux niches indiquées dans l'article 26octies de l'ordonnance électricité. Une préqualification par pool de clients pour tous types de produits peut être envisagée par le GRD. Dans ce cas, c'est le fournisseur de services de flexibilité qui demande l'étude de détails et qui répond des risques induits par un pilotage de pool de clients. Dans cette optique, il y a lieu de mettre en œuvre un projet pilote pour analyser les différentes situations susceptibles de se présenter et implémenter les méthodes les plus appropriées**

Sibelga défend la position que c'est au FSP à demander une étude réseau et d'ensuite être tenu responsable quant au respect des contraintes imposées par le GRD. En effet, ce n'est pas du comportement individuel des clients dont il est question dans cette matière mais bien du risque de simultanéité des comportements induits par un pilotage de pool de clients. L'imposition de ces contraintes est le seul moyen pour le GRD d'éviter des investissements non raisonnables dans le réseau électrique dus au pilotage commercial global. Il nous semble en effet opportun de mettre en œuvre un projet pilote dans les prochains mois qui pourra analyser différentes options de définition et d'exposition de contraintes locales (de toute évidence plus dynamique que dans la méthode actuelle), en cohérence avec les discussions Synergrid sur le sujet, pour implémenter la méthode la plus pertinente ensuite.



**Instaurer une étude de détail payante pour les demandes de capacité supplémentaire à 4kVA pour les bornes de recharge : les analyses qui seront effectuées dans le cadre de ces études de détail doivent s'appuyer sur des critères transparents, objectifs, standardisés et harmonisés.**

Nous n'avons pas d'objection à ce point. Il faudra probablement publier ces critères, à lister de manière générique. La question du prix devra être analysée pour dissuader des demandes de capacités supplémentaires, nous pourrions travailler avec des prix définis par tranches de puissance.

Sibelga estime qu'un refus devra être justifié, mais il n'est pas nécessaire de justifier une acceptation.

**Permettre des « Switches » rapides (en moins de 24h à pd 2026) d'acteurs (agrégateur ou fournisseur) et sans surcoûts : le GRD a l'obligation de prévoir des scénarii compatibles avec ces exigences dans le MIG (fourniture et flexibilité)**

Cette exigence européenne à mettre en œuvre dans le MIG6 et dans le MIG Flex ne sera possible que si le client dispose d'un compteur smart. Un point d'attention est à noter quant au délai de validation des données metering/billing. Les acteurs de marché devront également se préparer à ce changement et mettre œuvre ce qui est nécessaire de leur côté.

**Permettre l'enregistrement de plusieurs acteurs sur un point d'accès : le GRD a l'obligation d'adapter le registre d'accès pour permettre aux URD de contracter plus d'un contrat commercial avec différents acteurs sur leur point d'accès.**

Il est déjà possible aujourd'hui d'avoir un contrat différent pour la vente de ses injections. En Synergrid, et en concertation avec les acteurs de marché (Synergrid Market Consultation), les GRD travaillent à une solution pour permettre des contrats de fourniture d'énergie multiples au niveau des sous-installations.

Les contrats de flexibilité (processus à définir dans le MIG Flex) viendront s'ajouter aux contrats de fourniture sur un même point d'accès (ce qui est déjà le cas aujourd'hui en MT).

Des contrats de partage d'énergie devraient aussi pouvoir s'ajouter.

## **8.2. Mesures de soutien tarifaires**

Toutes les mesures proposées ci-dessous par Brugel devront être analysées lors de la mise en place de la prochaine méthodologie tarifaire pour 2025. Vous trouverez cependant certaines premières réactions de Sibelga.

### **Les mesures transitoires et dégressives**

**Des tarifs préférentiels pour les opérations à distance (index mensuels, ouverture/fermeture compteur, changement de capacité disponible).**

Nous pourrions différencier les actions terrain des actions administratives. Ceci nous semble plutôt être lié au déploiement des compteurs intelligents, avec les questions qui en découlent (solidarité, discriminations, ...), plutôt qu'à la flexibilité. Si l'objectif est d'inciter un client disposant d'un asset flexible de se manifester au GRD, cela nous semble un peu léger et peu convaincant.

**Des tarifs préférentiels pour les données informatives détaillées (hors facturation) (demandées avant de conclure des contrats dynamiques).**

Il nous semble que si un acteur tiers demande à accéder à certaines données du client, ce service devrait être facturé puisqu'il nécessite de mettre en place un certain nombre de procédures (MIG TPDA) et d'outils.

**Des tarifs préférentiels pour les moyens de rapatriement des données port P1 (frais de communication et coût du dongle) ;**

Les GRD ont en effet l'ambition de développer une plateforme de transmission de données NRT (Near Real Time) ainsi qu'un dongle standard pour permettre la communication des données NRT du port P1 du compteur intelligent vers cette plateforme. Les données NRT pourront ainsi être transmises aux acteurs de marché et aux clients eux-mêmes à couts raisonnables. Ceci permettra aux acteurs de marché de développer des services (pas uniquement limités à la flexibilité) à valeur ajoutée pour les utilisateurs de réseau. Le GRD, en tant qu'acteur neutre, pourra ainsi assurer une

cohérence de la situation contractuelle (cf. déménagements) et un registre de consentements, éviter le vendor lock-in et permettre à un client d'adhérer à plusieurs services en même temps (pas de lock-in physique du port P1)  
Le modèle de répercussions de ces nouveaux coûts sera à discuter.

### **Les tarifs des nouveaux usages en lien avec la transition**

Sibelga est convaincue que l'instrument tarifaire doit être exploité pour favoriser les comportements respectueux du réseau. Il faudra alors travailler sur les tarifs non périodiques pour dissuader la demande de capacités non raisonnable et sur les tarifs périodiques, via la facturation du gridfee, pour favoriser le lissage de la charge, l'autoconsommation individuelle et collective locale.

### **8.3. Mesures sociales**

Sibelga, dans son rôle de fournisseur social, estime qu'elle a un rôle à jouer pour assurer que la transition énergétique soit inclusive. Ci-dessous, vous trouverez notre réaction sur les mesures proposées pour lesquelles Sibelga pourrait intervenir.

***Etude de segmentation conceptuelle des clients vulnérables, en tenant compte entre autres du taux de précarité, des fractures numériques et énergétiques. Cette étude devrait être menée en concertation avec les acteurs sociaux concernés ;***

***Identification et mise en place de mesures adaptées à chaque segment identifié dans le point précédent, pour un meilleur ciblage ;***

Sibelga pourrait supporter des initiatives d'acteurs externes comme les CPAS dans le but de vulgariser les notions, de faciliter la mise à disposition de données permettant la segmentation, de proposer des recommandations de mesures adaptées à chaque segment, ...

***Mise à disposition des données détaillées sous forme compréhensible relatives aux services de flexibilité en instituant une obligation de service public dans le chef des GRD et des acteurs commerciaux. BRUGEL plaide pour des mesures harmonisées entre les trois Régions.***

Sibelga a l'intention de mettre en place une application permettant aux clients bruxellois d'accéder à leurs données de consommation. Il s'agira de données de consommation validées utiles à la facturation et de données NRT transmises via le port P1 et un dongle standard. Un accompagnement plus rapproché pourra être mis en place pour la clientèle vulnérable à l'aide d'institutions comme les CPAS.

Ces données pourront également être transmises aux acteurs de marché qui pourront créer des services à valeur ajoutée pour les clients, notamment des recommandations (en termes d'utilisation ou de contrats). L'application pour le client devra rester assez basique pour laisser de la place aux acteurs de marché pour développer des services. Sibelga pourra alors développer des services particuliers pour les clients SoLR.

***Mise à disposition au tarif réduit d'outils de suivi de la consommation « In-home display » par le GRD pour certains clients, notamment en collaboration avec les sociétés de logements sociaux ou publics;***

Etant donné qu'une application sera développée par Sibelga pour ses clients en tant que fournisseur social, il ne sera pas nécessaire de prévoir de home display. Un accompagnement adapté devra être mis en place en collaboration avec les logements sociaux / CPAS pour s'assurer que les recommandations soient pertinentes, comprises et suivies.

***Mise à disposition d'un service d'accueil client (contact physique), pour informer les clients sur les nouveaux services et les applications associées. Une collaboration avec les CPAS serait judicieuse, comme c'est le cas pour d'autres mesures sociales ;***

Sibelga peut jouer un rôle dans cette mesure en mettant en place des points de rendez-vous pour fournir un support (donner des explications, répondre à des questions, ...).

***Continuer la réflexion entamée par la Fondation Roi Baudouin afin d'adapter le tarif social pour le rendre inclusif en termes d'intérêt pour les clients concernés à participer aux services de flexibilité : la formule actuelle « all-in » avec maximum deux tranches horaires ne procure aucun intérêt à participer à des produits-services dynamiques ;***  
Sibelga supporte la proposition d'entamer une réflexion à ce sujet avec la CREG, en tenant compte des objectifs à poursuivre pour la clientèle vulnérable et des évolutions des offres commerciales. Il faudra en effet éviter qu'un tarif social fixe finisse par désavantager cette clientèle.

## 9. COORDINATION ENTRE ACTEURS

### 9.1. Coordination entre gestionnaires de réseau

Sibelga est convaincue que la collaboration entre gestionnaires de réseau doit s'améliorer pour viser :

- Une harmonisation des processus au niveau national, ce qui facilitera le travail des acteurs de marché
- Une cohérence dans la gestion des risques de congestion sur les différentes zones et niveaux de tension
- Un optimum économique global dans la manière d'exploiter le potentiel de flexibilité pour faciliter la transition énergétique.

***Le GRD et le GRTR doivent mener une étude selon des scénarii réalistes d'intégration des nouveaux usages, compte tenu des réserves limitées en capacité sur les réseaux MT et HT.***

Les gestionnaires de réseau aimeraient conduire dans les prochains mois une étude conjointe au niveau de Synergrid pour définir des scénarii réalistes communs au niveau national.

***Le GRD et le GRTR ont l'obligation d'échanger les données relatives aux nouveaux usages.***

Il sera en effet nécessaire d'échanger des informations comme le nombre, le type et la localisation (du point de vue des points de fourniture Elia). Le gros challenge sera d'abord que Sibelga dispose elle-même de ces données...

***Le GRD et le gestionnaire du réseau de transport fédéral doivent collaborer pour lutter contre le gaming des acteurs commerciaux qui seraient tentés de valoriser des services pour résoudre des problèmes de congestion sciemment provoqués sur le réseau.***

Les GR doivent en effet mettre tout en œuvre pour lutter contre le gaming mais l'outil principal sera la régulation selon Sibelga.

### 9.2. Coordination entre gestionnaires de réseau et acteurs

***Les gestionnaires de réseau ont l'obligation de créer en concertation et en collaboration avec les différents acteurs un forum de marché pour le cas échéant, l'harmonisation et la standardisation des produits de flexibilité pour les URD y compris pour les définitions des « baselines » ;***

***Les gestionnaires de réseau ont l'obligation de veiller en concertation avec les acteurs commerciaux à adopter des procédures équitables, proportionnelles et transparentes pour la gestion des activations des services de flexibilité et pour la standardisation et la simplification des procédures de préqualification des installations des clients raccordés à leurs réseaux.***

***Dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement du marché, BRUGEL compte réaliser des audits périodiques et spécifiques sur le rôle des gestionnaires de réseau comme facilitateur du marché de la flexibilité.***

Les gestionnaires de réseau ont l'ambition de consulter les acteurs de marché de manière transparente, régulière et structurée au travers de l'initiative Market Consultation de Synergrid

Les GR ont démontré ces dernières années leur volonté d'établir des processus et des outils permettant d'exploiter la flexibilité sur les réseaux de distribution, de manière harmonisée sur la Belgique. Il est évident qu'ils continueront leurs efforts pour garder ce rôle de facilitateur de marché en suivant les évolutions des besoins et du contexte.

### 9.3. Concertation entre régulateurs et acteurs de marché

***Compte tenu des couplages des marchés de détails et de gros et l'opportunité de faciliter des conditions de marché harmonisées parmi les trois régions, BRUGEL estime qu'il y a lieu de réfléchir aux solutions de doter FORBEG des moyens nécessaires, y compris d'envisager un statut formel, pour jouer un rôle de plus en plus central dans les échanges entre les régulateurs et les acteurs du marché.***

Il nous semble utile que les décisions réglementaires soient cohérentes au niveau de la Belgique et soutenons l'utilité de prévoir une concertation entre régulateurs.

## **Advies Infrabel op de openbare raadpleging Reguleringscommissie voor energie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest met betrekking tot:**

- *De integratie in het net van laadpalen voor elektrische voertuigen en*
- *De toegang tot, de deelname aan en de ontwikkeling van flexibiliteitsdiensten op het laagspanningsdistributienet in het BHG.*

### **Context**

Brugel wenst via een openbare raadpleging (13 juni – 15 juli 2022) de verschillende stakeholders te consulteren met het oog op hervormingen van de regelgeving en de tarieven die de essentiële transformaties bewerkstelligen om het elektriciteitssysteem in staat te stellen tegen 2050 de doeltelling van koolstofneutraliteit te bereiken.

**Infrabel wenst als belangrijke duurzame mobiliteitsspeler een rol te spelen in deze transitie naar een koolstof neutrale economie.**

**Infrabel is als spoorinfrastructuurbeheerder ook de netbeheerder van het Tractienet Spoor.** De wet voorziet dat de regels van het gesloten distributienet op haar van toepassing zijn voor die materies die in de spoorwetgeving zijn geregeld.

Infrabel beschikt als spoorinfrastructuurbeheerder over (reserve)capaciteit aan vermogen dat de publieke netbeheerder op sommige locaties mist voor het aansluiten van EV-laadpalen, ook in het Brussels Gewest. Door middel van een intelligente sturing kan Infrabel deze reservecapaciteit ter beschikking stellen.

Voor het Brussels Gewest kan Infrabel op deze wijze concreet bijdragen aan de doelstellingen van de Brusselse regering die werden ontwikkeld in de gewestelijke **visie voor de installatie van laadpalen voor elektrische voertuigen in Brussel (06/07/2020)** (<https://leefmilieu.brussels/news/een-gewestelijke-visie-voor-de-installatie-van-laadpalen-voor-elektrische-voertuigen-brussel>), en zo bijdragen aan de elektrificering van de mobiliteit en aan de Belgische energie- en klimaatdoelstellingen.

### **Opmerkingen Infrabel**

In het ontwerpadvies van Brugel komen enkel de publieke netbeheerders aan bod. Andere netbeheerders, met name de beheerders van het federale en het gewestelijk tractienetspoor en de beheerder van de stationsnetten komen niet aan bod. Zoals eerder vermeld kunnen zij echter bijdragen tot het verwezenlijken van de doelstellingen inzake de uitrol van laadpalen voor elektrische voertuigen en dit op een dubbele wijze.

Eenzijds kunnen de netbeheerders onderling elektriciteit uitwisselen. Zo zou Infrabel als beheerder van het federale tractienet spoor aan MIVB als beheerder van het gewestelijk tractienet spoor vermogen ter beschikking kunnen stellen voor het opladen van elektrische bussen. Ook een samenwerking met Sibelga is een mogelijkheid.

Anderzijds zouden ook netgebruikers rechtstreeks op het tractienet spoor kunnen worden aangesloten indien de publieke netbeheerder over onvoldoende vermogen beschikt of indien de aansluiting op het publieke net economisch niet haalbaar is. Dergelijke mogelijkheid is wettelijk reeds

voorzien voor het aansluiten van decentrale productie-eenheden via een vergunning directe lijn. In een eerder advies heeft Brugel echter geopperd dat deze bepalingen ook van toepassing kunnen zijn om laadinstallaties voor elektrische voertuigen aan te sluiten op het gewestelijk tractienet spoor.

Het betreft het advies 234 uit 2016:

*“Het is evident dat de oplaadpalen alleen op het net van de MIVB kunnen worden aangesloten als de aanvrager aan de MIVB bewijst dat de aansluiting van zijn installatie op het net van de distributienetbeheerder technisch-economisch onmogelijk of onverstandig is.*

*De MIVB moet het bewijs van de naleving van de voornoemde criteria bewaren telkens wanneer ze oplaadpalen aansluit op haar net. “*

Deze uitzondering zou best worden opgenomen in de regionale wetgeving en bij uitbreiding voor alle netbeheerders van het tractienet spoor, waaronder ook Infrabel. Dit kan ofwel de ordonnantie zijn ofwel het technisch reglement.

Het moge echter duidelijk zijn dat het hier om een mogelijkheid gaat en niet om een verplichting. De hoofdtaak van Infrabel is en blijft de organisatie van het treinverkeer. Enkel indien de veiligheid en de goede werking van het treinverkeer het toelaat, kan vermogen ter beschikking gesteld worden voor andere doeleinden zoals laadpalen voor elektrische voertuigen.

## **Consultation restreinte : Projet d'avis d'initiative relatif :**

### **Projet d'avis flexibilité et intégration bornes de recharge**

Nous remercions le régulateur de nous avoir consulté dans le cadre de la consultation du projet d'avis référencé ci-dessus.

De façon générale, nous saluons la volonté du régulateur de rendre la transition énergétique inclusive et sa volonté de rendre le réseau intelligent.

Il nous semble urgent de rendre le réseau intelligent.

Nous pensons également que la transition énergétique ne pourra réussir qu'en diminuant drastiquement les volumes d'énergie que ça soit dans le chauffage ou dans la mobilité. Pourquoi est-ce qu'un scénario de sobriété énergétique n'est pas étudié ? Pourra-t-on garder cette abondance ?

Un état des lieux sur le nombre d'utilisateurs à qui pourraient profiter la flexibilité et ceux pour lesquels elle sera au mieux neutre voire négative serait-il envisageable ?

Nous nous demandons si le modèle de tarification dynamique est compatible avec le modèle de marché actuel où les prix sont influencés par des éléments extérieurs (relance économique en Chine, tensions géopolitiques, guerre en Ukraine)

Les données récoltées dans le cadre de contrat à prix dynamiques sont des données très sensibles. Il conviendra qu'elles aient un haut degré de protection.

Nous rejoignons les constats de la Creg (note 2240) sur la dangerosité que représente les tarifs dynamiques pour la clientèle basse tension.

Les mesures tarifaires doivent être intelligibles, praticable, incitative et non pénalisante. Il ne faudrait pas pénaliser celui qui a une petite consommation et peu de possibilité de flexibilité.

Nous reconnaissons le besoin de développer des outils de comparaison, mais nous voulons rappeler que le consommateur n'a pas à devenir trader. C'est au fournisseur que devrait revenir la responsabilité de garantir le meilleur prix. Il est d'ailleurs plus que nécessaire de bien indiquer les risques de contrats à prix dynamiques, d'indiquer à quel consommateur ceux-ci s'adressent et le fournisseur devrait en cas de mauvaise utilisation du tarif dynamique remettre le consommateur dans un contrat stable. En cas d'explosion des prix du gaz et de l'électricité, la mise en place d'un plafonnement des prix dynamiques est une piste qui apparaît nécessaire d'étudier. Nous n'avons pas de vision claire sur la manière dont les différents produits de flexibilités pourront s'articuler dans les contrats proposés par les fournisseurs, c'est pourquoi il est primordial de développer des outils de comparaison.

Il est important de coordonner les acteurs et d'y intégrer les consommateurs. La transition énergétique ne sera inclusive que si le citoyen y prend une part active et qu'il se retrouve dans les tarifications qui lui sont proposées.

Face à la tarification dynamique, quasiment tous les usagers pourraient se retrouver en précarité. En effet, dans le marché tel qu'il est aujourd'hui, très peu de consommateur ont le contrat le moins cher et la majorité des consommateurs ont des contrats très chers. La tarification dynamique risque d'accentuer ce phénomène. Il nous apparaît donc primordial que le système de protection reste solide. Nous saluons votre volonté de prôner l'appui des différents partenaires sociaux pour identifier les clients les plus vulnérables.

Concernant le tarif dynamique « social », nous nous demandons comment garantir que le prix ne sera pas plus élevé que le tarif social « classique ». Nous comprenons que l'idée derrière le tarif social dynamique est de permettre aux bénéficiaires du tarif social de participer à la flexibilité du marché en leur donnant la possibilité de payer moins cher que le tarif social grâce à un tarif dynamique, dans l'éventualité où ils arriveraient à déplacer leurs consommations aux heures où les prix sont les moins élevés. Il est alors primordial qu'un mécanisme soit prévu pour s'assurer qu'ils ne paient pas plus cher que le tarif social. De plus, on peut se demander si les personnes qui bénéficient du tarif social ont/auront le profil, les appareils nécessaires pour avoir un quelconque avantage à profiter du tarif dynamique ?

Concernant l'obligation de la part de l'URD de déclarer au GRD le raccordement d'un ou plusieurs véhicules électriques, il nous paraît important que la communication à ce sujet soit infaillible. Autant pour éviter les sanctions potentielles que les congestions.

Pour finir nous rejoignons le régulateur sur l'importance d'encadrer les bornes de recharges hors voirie.





12/7/2022

**Reactie EV Belgium op de openbare raadpleging**  
*inzake*

het ontwerpadvies op eigen initiatief (BRUGEL-ADVIES-20220531-345) met betrekking tot:  
- de integratie in het net van laadpalen voor elektrische voertuigen  
- de toegang tot, de deelname aan en de ontwikkeling van flexibiliteitsdiensten op het laagspanningsdistributienet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest

EV Belgium verwelkomt het initiatief van BRUGEL om te komen tot een visie inzake de integratie van laadinfrastructuur en de krijtlijnen van een flexibiliteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Niettemin hebben wij een reeks belangrijke kanttekeningen bij dit advies, waarvan wij hierna graag de meest belangrijke weergeven:

- EV Belgium vraagt zich af welke assumpties inzake marktontwikkeling voor elektrische mobiliteit, maar ook voor warmtepompen, aan de basis liggen voor de timing van de verschillende maatregelen.  
De simultane elektrificatie van mobiliteit en verwarming zullen op relatief korte termijn een zeer grote impact hebben, en het verdient aanbeveling te anticiperen door reeds vroeger de nodige instrumenten in stelling te brengen.  
Verder denken wij dat noodzakelijk is ook reeds rekening te houden met evoluties inzake bi-directioneel laden en DC laden, waar wij ook reeds op vrij korte termijn een impact verwachten.
- Het Synergrid ontwerpvoorschrift 'EV connect' vond onvoldoende steun bij de stakeholders, en wordt daarom bijvoorbeeld in Vlaanderen niet als basis gebruikt. EV Belgium vraagt ook in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest dit document niet als uitgangspunt te gebruiken.
- Een gegarandeerd laadvermogen van 4kVA is volgens EV Belgium niet voldoende om de transitie naar elektrische mobiliteit te realiseren. Wij pleiten voor een minimale capaciteit van 7,4kVA (locaties 230V) of 11kVA om de gebruiker voldoende comfort te kunnen garanderen. Bovendien zal een hoger aansluitvermogen ook de deelname aan het dynamische en slimme energiesysteem mogelijk maken bijvoorbeeld bij congestie door overproductie van zonne-energie.

De beperking tot 4kVA voor het publieke domein is in geen geval acceptabel, gezien deze beperking onmiddellijk een impact heeft op het terugverdieneffect van de laadpalen en dus de businesscase van de concessiehouder.

- Om investeringen in bijkomende netcapaciteit aan te sturen moet er *een herziening van de regels voor de versterking van de netten komen gericht op het algemeen maatschappelijk optimum en niet beperkt tot het economische en operationele*



12/7/2022

*optimum van de netwerkbeheerders.* Deze investeringen moeten, samen met tarifaire maatregelen en flexibiliteitsdiensten, het synchroon opladen voor elektrische voertuigen helpen verzekeren. Hoewel wij de aandacht voor de ontwikkeling van slimme netten en commerciële flexibiliteit voluit ondersteunen, blijven bijkomende basisinvesteringen in de netcapaciteit essentieel om minimale laadcapaciteit 7,4 of 11 kVA te allen tijde te garanderen.

- Technische flexibiliteit is een uiterste noodrem, enkel en alleen toe te passen na het uitvoeren van de nodige capaciteitsinvesteringen, het geven van tarifaire prikkels en het realiseren van commerciële flexibiliteit. In elk geval moet een compensatie worden voorzien, en waar mogelijk voorafgaande melding.

Een capaciteitstarief is belangrijk om optimalisatie achter de meter te stimuleren. Time of use componenten zijn nodig om aan peak shaving te kunnen doen (in het bijzonder tijdens de avondpiek).

- Het systematisch uitlezen van (dynamische) gegevens moet tot het strikt noodzakelijke beperkt blijven. Het is niet aanvaardbaar dat de DNB alle commerciële data van CPO's gaat capteren en gebruiken.

## Ontvangen reactie van EnergyVision

I Beste

Dit plan doet een eerste aanzet om de flexibiliteitsmarkt in Brussel op te zetten. Vanuit EnergyVision zijn wij blij met deze voorstellen, maar stellen wij ons ook vragen bij bepaalde uitgangspunten. Deze hebben een zware impact voor onze bedrijfsactiviteiten in Brussel. Wij zouden graag hierover in verder overleg treden met uw instantie.

- P15: Frequentie meldingsplicht laadinfra. In een appartement of bedrijf waar er regelmatig laadpalen bijkomend geïnstalleerd worden? Of is de uitbating van een gemeenschappelijk toegangspunt voldoende (voorstel)?
- P16: tweede punt. Door alle data van de eigenaar uit te lezen, krijgt de DNB toegang tot alle gegevens mbt het verbruik van het pand. Is dit redelijk en proportioneel? Wat is de achterliggende noodzaak hiervan? Deze data zijn tot op zeker niveau betrouwbaar en noodzakelijk voor de bedrijfsvoering van een CPO. Wij zijn uiteraard zeker bereid om gegevens te delen in functie van een deugdelijk netbeheer;
- P17: verwijzing naar de aansluitingsvoorschriften van Synergrid:
  - o Synergrid heeft deze voorschriften op vraag van vele stakeholders en regulatoren opnieuw verwijderd. Een verwijzing naar niet bestaande en niet aanvaarde aansluitingsvoorschriften heeft geen basis. Vraag om dit te verwijderen.
  - P17: Het minimale gegarandeerde aansluitvermogen van een laadpaal is 4kVA. De DNG kan een groter vermogen vragen volgens de tarieven die de regulator zal hebben goedgekeurd. Als de DNB vindt dat de aansluiting versterkt moet worden, zou een versterkingstarief kunnen worden toegepast;
    - o Een maximaal vermogen van 4 kVA heeft een grote impact in het verdienmodel voor publieke laadpalen. Publieke laadpalen moeten aan hoogste vermogen van 7,4kW kunnen laden. Er zijn hierover op niveau van de concessie afspraken gemaakt met de netbeheerder, deze afspraken wijzigen zal een impact hebben op het verdienmodel en afspraken ihkv deze concessie. 7,4kW laadvermogen is dus een absoluut minimum;
    - o Dit minimaal vermogen van 7,4kW moet in de toekomst ook aanleiding geven tot meer dynamiek in het laden, bijvoorbeeld heel hoog bij congestie wegens overproductie hernieuwbare energie of lager tijdens ochtend of avondpiek;
    - o Investerings in warmtepompen en elektrische voertuigen zijn investeringen in duurzaamheid. Deze formule kan aanleiding geven tot een “ontmoedigingstarief” voor duurzame keuzes.
    - o Spreken over het principe van een versterkingstarief zonder duidelijkheid te geven, opent de basis voor vele vragen.
- P18: De DNB kan in geval van congestie ingrijpen in de laadsnelheid van de laadpaal, zonder voorafgaande melding of compensatie. Als principe kan dit mogelijks het verdienmodel van een CPO – laadpaalexploitant zwaar impacteren;
- Op pagina 24:
  - o Het beleid inzake Asset Management van de beheerders moet de energietransitie ondersteunen door investeringen in capaciteit en intelligentie. Beheerders moeten altijd de voorrang geven aan investeringen in intelligentie of het gebruik van flexibiliteitsdiensten in plaats van investeringen in koper om congestieproblemen aan te pakken of synchroon opladen voor elektrische voertuigen met een vermogen van 4kVA te verzekeren; tegelijkertijd moet de tariefmethodologie er door middel van passende instrumenten voor zorgen dat de DNB niet te veel investeert in koper om aan zijn verplichtingen te voldoen;
    - Een vermogen van minimaal 7,4kVA (locaties met 3x230V netwerk) of 11kW is noodzakelijk. Zeker op het publieke domein is het verdienmodel zodanig beperkt dat elk uitstel of achteruitgang op het vlak van technische aansluiting onmiddellijk een impact heeft op het terugverdieneffect van de laadpalen.
- Op pagina 25:
  - o - De DNB moet voldoende observatiemiddelen inzetten (zie paragraaf 7 van dit document) om zijn behoeften aan flexibiliteitsdiensten beter af te stemmen, zodat hij winst kan boeken ten opzichte van een klassieke investering;
  - o - De DNB moet voorrang krijgen op andere actoren die, via offerteaanvragen, toegang vragen tot flexibiliteitsmiddelen om hun congestie te beheren of hun capaciteitsinvesteringen uit te stellen.
    - Punt 1: observatiemiddelen op het publieke domein in combinatie met de gegevens van de slimme meters, of ook meetinstrumenten achter de meter residentieel en niet-residentieel;
    - Punt 2: op momenten van aantoonbare en onbetwistbare netcongestie moet de netbeheerder voorrang krijgen. Wij stellen voor om net zoals in Vlaanderen compensaties aan te bieden aan de getroffen van deze netcongestie;
  - Aanvullend: via een netwerk van laadinfrastructuur kan op een slimme manier heel wat toekomstige congestieproblemen weggewerkt worden. De DNB moet daarom eerst beroep doen op de lokale commerciële flexibiliteit (in beide richtingen), pas dan zich beroepen op de eigen technische flexibiliteit (als noodrem). Als toezichthouder op het netbeheer, moet de netbeheerder ook transparant rapporteren over ingrepen qua technische flexibiliteit

- P25: mogelijkheid van besturing op afstand: de netbeheerder moet financiële prikkels geven om voorspelbare congestie weg te werken; Het actieplan hiervoor zou best voor 1 januari 2023 beschikbaar moeten zijn, gelet op de snelle uitrol van warmtepompen en elektrische voertuigen;

Onze visie op de Brusselse energiemarkt

Vanuit EnergyVision stellen wij voor om het principe van laadpleinen in de stad als energiegemeenschap te gaan implementeren. Dit betekent dat we lokale congesties in het net vermijden en oplossen door deze aan te wenden voor publieke laadpleinen. Indien nodig kunnen deze congesties ook opgelost worden via de plaatsing van lokale batterijen om de pieken op te vangen.

Vanuit deze optiek is het niet aangewezen om een vermogen van 4kVA in te voeren als sluitstuk voor publiek laden. Ons dochteronderneming EnergyDrive zal op korte termijn een representatief aandeel aan laadpalen uitrollen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Bovendien komen er op heel korte termijn evoluties op vlak van DC laden en bidirectioneel laden. In de hele opzet en advies wordt hierover niet gerept. Wij zijn steeds bereid om verder in overleg te treden over deze punten.

Mvg Jochen De Smet