

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

AVIS d'initiative (BRUGEL-AVIS-20251007-407)

relatif à la transposition du paquet « Fit for 55 »

Etabli sur base de l'article 30bis, § 2, 2°, de l'ordonnance du
19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de
l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

07/10/2025

Table des matières

1	Résumé exécutif	5
2	Base légale	9
3	Contexte	10
4	Directive (UE) 2024/1711 et Règlement 2024/1747	11
4.1	Gestionnaire de réseau	11
4.1.1	Réseau de distribution.....	11
4.1.2	Réseau de transport régional.....	24
4.2	Fourniture d'électricité	25
4.2.1	Obligation de faire offre.....	25
4.2.2	Interruption de la fourniture	30
4.2.3	Fournisseur de dernier recours	30
4.3	Transition énergétique	33
4.3.1	Partage d'énergie	33
5	Directive (UE) 2024/1788	52
5.1	Article 57 de la directive et plan de déclassement.....	52
5.1.1	Nécessité d'une vision politique claire sur la sortie du gaz naturel	52
5.1.2	Régime transitoire.....	52
5.1.3	Approbation du plan de déclassement	53
5.1.4	Impact sur les utilisateurs du réseau.....	53
6	Directive (UE) 2023/2413	55
6.1	Article 20bis § 1 et 2 et renforcement des obligations du GRD en matière de gestion des données et en tant que facilitateur du marché.....	55
6.1.1	Contexte.....	55
6.1.2	Recommandations	56
6.2	Article 20bis § 4 : obligation de garantir des fonctionnalités de recharge intelligentes et, le cas échéant, bidirectionnelles	64
6.3	Article 20bis § 5 : obligation de favoriser la participation des petits actifs de stockage ou des actifs mobiles de stockage aux marchés de l'électricité.....	66
6.4	Les garanties d'origine	68
6.4.1	Modifications à intégrer dans les ordonnances gaz et électricité	68
6.4.2	Modifications à intégrer dans l'arrêté énergie verte	70
7	Directive (UE) 2023/1791	75
7.1	Intégration du principe de primauté de l'efficacité énergétique et article 27 de la directive....	75
7.1.1	Le principe.....	75
7.1.2	Exigences de l'article 27	76
8	Conclusions	81

Liste des abréviations

Ordonnance électricité	Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale
Ordonnance gaz	Ordonnance du 1 ^{er} avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale
Règlement technique électricité	Règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci
Règlement technique gaz	Règlement technique pour la gestion du réseau de distribution de gaz en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci
GRD ou Sibelga	Gestionnaire du réseau de distribution
GRT ou Elia	Gestionnaire du réseau de transport
GRTr ou Elia	Gestionnaire du réseau de transport régional
CE	Communauté d'énergie
CEC	Communauté d'énergie citoyenne
CER	Communauté d'énergie renouvelable
CEL	Communauté d'énergie locale
OSP	Obligation de service public
Directive (UE) 2019/944	Directive (UE) 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
Directive (UE) 2018/2001	Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables
Directive (UE) 2024/1711	Directive (UE) 2024/1711 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union
Directive (UE) 2024/1788	Directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de

	l'hydrogène, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE
Directive (UE) 2023/2413	Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil
Directive (UE) 2023/1791	Directive (UE) 2023/1791 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023 relative à l'efficacité énergétique et modifiant le règlement (UE) 2023/955
CoBrACE	Code Bruxellois de l'Air, du Climat et de la maîtrise de l'Energie (Ordonnance du 2 mai 2013 portant le Code bruxellois de l'Air, du Climat et de la Maîtrise de l'Energie)
Arrêté énergie verte / arrêté électricité verte	Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte et de l'énergie issue de sources renouvelables
LSRI / loi spéciale de réformes institutionnelles	Loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980

I Résumé exécutif

L'Union européenne a adopté entre 2023 et 2024 plusieurs directives dans le cadre du paquet Fit for 55, visant une réduction d'au moins 55 % des émissions de GES d'ici 2030. Ces textes doivent être transposés en droit belge entre 2025 et 2026. En l'absence d'un gouvernement de plein exercice, la portée de la modification a été fortement réduite. Ainsi, l'avis de BRUGEL se concentre sur la transposition des dispositions urgentes, notamment :

- Directive (UE) 2024/1711 (marché de l'électricité)
- Article 57 de la directive (UE) 2024/1788 (gaz & hydrogène)
- Directive (UE) 2023/1791 (efficacité énergétique – art. 27)
- Directive (UE) 2023/2413 (énergies renouvelables – articles 19, 20bis et 24)

L'avis formule des recommandations techniques et juridiques pour guider le pouvoir politique bruxellois dans la transposition, en mettant l'accent sur les compétences régionales et régulateurs. Ces recommandations s'articulent autour des sujets suivants :

➤ **Rôle renforcé dans la planification et la transparence réseau**

La directive 2024/1711 introduit des obligations nouvelles pour les gestionnaires de réseau afin d'améliorer la transparence sur la capacité disponible et de faciliter l'intégration de nouveaux usages électriques. BRUGEL recommande d'inscrire dans l'ordonnance une obligation de publication trimestrielle de cartes de capacité par le GRD, détaillant avec une granularité spatiale fine les capacités disponibles et réservées pour différents types d'usages (production, stockage, recharge, etc.) sur un horizon de trois ans. La méthodologie de production de ces cartes, y compris la définition des informations minimales et de la granularité, devrait être élaborée par le GRD et soumise à l'approbation du régulateur. Ce dispositif constitue un levier essentiel pour orienter les investisseurs vers les zones non saturées et anticiper les congestions à venir.

BRUGEL recommande également d'introduire dans l'ordonnance des dispositions claires concernant le traitement des demandes de raccordement : information transparente sous trois mois, possibilité d'introduire les demandes sous format numérique, et notification préalable pour certaines installations comme les bornes de recharge. Cela permet d'assurer une cohérence avec les nouvelles exigences européennes et d'offrir une meilleure visibilité aux acteurs du marché.

➤ **Cadre réglementaire claire des raccordements flexibles**

L'introduction dans le droit européen de la possibilité de conclure des conventions de raccordement flexible (article 6bis de la directive 2019/944 modifiée) constitue une évolution majeure pour la gestion des réseaux en période d'électrification rapide. BRUGEL préconise que l'ordonnance fixe les principes généraux (définitions, zones de congestion, cadre d'indemnisation, principe de temporalité ou de permanence des raccordements flexibles), tandis que le Règlement technique détaillera les modalités, sous la supervision du régulateur.

Le régulateur jouerait ainsi un rôle central dans :

- la définition du cadre technique et opérationnel des raccordements flexibles ;
- la détermination des règles de priorisation entre types d'usagers ou d'installations dans les zones de congestion, en concertation avec le GRD, sur base de principes fixés par le législateur ;
- la fixation des méthodes d'indemnisation lorsque les délais ou conditions contractuelles ne sont pas respectés ;
- le suivi annuel via un rapport du GRD à BRUGEL sur les conventions flexibles octroyées.

Ce mécanisme doit permettre de concilier plusieurs impératifs : protection du consommateur, sécurité et optimisation du réseau, incitation à l'investissement dans les infrastructures et développement de solutions de flexibilité. BRUGEL insiste également sur la nécessité de veiller à ce que ces conventions ne deviennent pas une solution de facilité pour éviter ou différer les investissements nécessaires dans les réseaux.

➤ **Fourniture d'électricité et l'injection de l'énergie renouvelable**

En matière de fourniture, la directive 2019/944 introduit une obligation pour les États membres de garantir à tous les clients l'accès à des contrats à prix fixe et à durée déterminée d'au moins un an ou à des contrats dynamiques. BRUGEL estime que ces mesures relèvent de la compétence fédérale exclusive, couvrant la politique des prix, les pratiques commerciales et la protection des consommateurs. Elle recommande donc de ne pas transposer ces obligations au niveau régional et d'envisager, le cas échéant, un accord de coopération pour clarifier la répartition des tâches entre niveaux de pouvoir.

À l'échelle régionale, si le législateur souhaite quand même légiférer sur cette thématique, certaines adaptations du cadre légal actuel sont toutefois pertinentes : clarification des critères de l'obligation de faire offre (notamment la distinction entre clients résidentiels et professionnels), meilleure cohérence entre les régimes de licences générales et limitées, et reconnaissance spécifique des fournisseurs proposant uniquement des contrats à tarification dynamique.

La question des prosumers fait également l'objet d'une attention particulière. L'article 27 §3 de l'ordonnance interdit aujourd'hui aux fournisseurs de proposer une offre de prix nul ou négatif pour l'électricité injectée sur le réseau. BRUGEL considère que cette disposition est contraire au droit européen et relève de la compétence fédérale. Elle recommande donc de la supprimer ou de la modifier pour garantir sa conformité et permettre le développement de contrats à tarification dynamique. En parallèle, elle suggère d'instaurer une obligation de conclure un contrat d'injection pour tous les producteurs. Cependant, le législateur régional doit prévoir une protection dans le chef des petits producteurs en instaurant l'obligation de faire offre de rachat d'énergie dans le chef des fournisseurs.

Enfin, sur la question du fournisseur de dernier recours, l'avis examine les adaptations à prévoir pour aligner le mécanisme bruxellois sur le nouveau cadre européen, tout en respectant la compétence régionale en la matière. L'objectif est d'assurer une continuité de fourniture dans des conditions claires et juridiquement sécurisées. Le GRD serait tenu d'assurer ce rôle soit en l'exerçant en son sein soit en organisant des marchés publics. L'organisation de ces marchés publics doit être encadré par le régulateur.

➤ **La transition énergétique, en ce qui concerne plus particulièrement le partage d'énergie**

La directive (UE) 2019/944 opère une évolution significative du cadre juridique applicable au partage d'énergie au sein de l'Union européenne, en consacrant un véritable droit au partage d'énergie, lequel se distingue des cadres existants des (1) échanges de pair à pair, (2) clients actifs agissant conjointement et (3) communautés d'énergie. L'innovation majeure de ce nouveau dispositif réside dans la possibilité de procéder à un partage d'énergie au-delà d'un même bâtiment, sans devoir passer par l'intermédiaire d'une entité juridique, et ce, pour divers types d'acteurs, incluant notamment les ménages, les petites et moyennes entreprises, ainsi que les organismes publics.

Cette évolution emporte des conséquences notables pour les ménages, qui se voient expressément reconnaître le droit de partager de l'électricité sans être titulaires d'une licence de fourniture, sous réserve que la puissance partagée demeure inférieure aux seuils définis par le droit de l'Union.

Dans ce contexte, le régulateur formule plusieurs recommandations, parmi lesquelles : limiter, dans un premier temps, l'exercice de ce droit au territoire de la Région de Bruxelles-Capitale, étendre le bénéfice du droit au partage aux grandes entreprises, maintenir les seuils de puissance prévus à l'article 15bis de la directive (UE) 2019/944, ainsi que de procéder à une clarification des notions actuellement présentes dans l'ordonnance, telles que celle d'interlocuteur unique, ou encore les obligations du GRD en matière de gestion des données liées au partage.

Par ailleurs, la directive impose aux États membres de prendre les mesures nécessaires pour garantir l'accès des clients vulnérables et des clients en situation de précarité énergétique aux mécanismes de partage d'énergie. À ce titre, le régulateur recommande que les discussions en cours au niveau fédéral relatives à l'application d'un tarif social à la composante "électricité partagée" soient poursuivies, ainsi que le rôle des autorités publiques soit renforcé, notamment par la mise en place d'un quota de répartition de la production en faveur de ces catégories de consommateurs.

Enfin, la directive prévoit la faculté, pour un même client, de conclure plusieurs accords de partage d'énergie sur un même point d'accès. Toutefois, la mise en œuvre effective de ce droit est subordonnée à la faisabilité technique et au respect des conditions qui seront fixées dans le Règlement technique applicable.

➤ **L'anticipation et la préparation de la sortie du gaz**

La directive 2024/1788 prévoit la possibilité pour les États membres de choisir d'abandonner progressivement le gaz naturel afin d'atteindre l'objectif de neutralité climatique, ou pour d'autres raisons techniques. C'est dans cet esprit que, lorsqu'une réduction de la demande de gaz naturel est prévue et que cette réduction est de nature à nécessiter un déclassement du réseau de distribution de gaz naturel ou de partie du réseau, la directive précitée prévoit l'obligation dans le chef du GRD de prévoir un plan de déclassement du réseau.

BRUGEL insiste d'abord sur la nécessité d'une vision politique claire concernant la sortie du gaz naturel, assortie d'un agenda précis. Cette vision doit définir les grandes étapes de l'abandon progressif du gaz fossile à l'échelle de la Région, en tenant compte des réalités technologiques, urbanistiques et socio-économiques propres à chaque quartier. Elle permettrait au gestionnaire de réseau de distribution (GRD) d'anticiper la baisse de la demande et d'élaborer des trajectoires de déclassement différenciées selon les zones. Cette approche doit s'articuler avec les politiques régionales existantes, telles que le PACE 3 et le plan chaleur. Par ailleurs, l'obligation de mettre en place un plan de déclassement répondant à l'ensemble des exigences de la directive devrait être prévue dans l'ordonnance gaz. BRUGEL considère que ce plan devrait être soumis à son approbation. Cependant son pouvoir devrait être encadré par des lignes directrices ordonnancielles. De plus, le Gouvernement et/ ou le Parlement pourrait demander à BRUGEL de se prononcer sur la nécessité de revoir ou d'adapter le plan de déclassement pour s'assurer que la volonté politique soit bien prise en compte. La sortie du gaz nécessitera une intention particulière par rapport à son impact sur les clients vulnérables.

➤ **Le GRD en tant que responsable du traitement des données**

Ces dernières années, sous l'impulsion du cadre européen, le rôle du GRD a considérablement évolué et a été renforcé en ce qui concerne sa qualité de responsable de la gestion des données informatiques relatives à la consommation, à la production et au stockage. Le GRD doit gérer, traiter et communiquer ces données, de manière efficace et transparente. Par ailleurs, le GRD doit également faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le système et permettre le développement des communautés d'énergie, des services d'agrégation et des solutions de flexibilité. Une série de recommandations ont été formulées pour renforcer concrètement ce rôle du GRD dans l'ordonnance. Elles concernent par exemple la gestion du registre d'accès, le traitement information des opérations du marché etc...

➤ **Les garanties d'origine**

La directive (UE) 2023/2413 apporte des modifications importantes au régime des garanties d'origine en vigueur. Dans son avis, BRUGEL recommande des propositions de modification des dispositions des ordonnances gaz et électricité et de l'arrêté énergie verte.

Pour en conclure, le présent avis de BRUGEL a pour objet d'éclairer les pouvoirs publics sur certains aspects jugés comme étant prioritaires par le régulateur, à savoir : garantir dans l'ordonnance un cadre juridique robuste permettant d'assurer la sécurité des réseaux compte tenu de l'électrification croissante des usages, préparer la transition progressive vers une sortie du gaz, introniser le citoyen en tant que véritable acteur du marché de l'énergie via le partage, faire face aux défis liés à la digitalisation du système énergétique et à l'explosion des données et renforcer les prérogatives du régulateur en tant qu'acteur clé de la transition.

Dans ce contexte de transformation du cadre réglementaire européen, de nouvelles obligations et responsabilités incombent désormais au régulateur. Ces évolutions exigent non seulement un travail conceptuel de fond, mais également la révision des Règlements techniques en vigueur, l'approbation de méthodologies diverses, l'évaluation de rapports établis par le GRD, la prise de décisions dans le chef du régulateur, etc. L'ampleur et la technicité de ces tâches impliquent un renforcement significatif des moyens mis à disposition de l'autorité de régulation.

La bonne exécution de ces missions, essentielle pour garantir la conformité avec les exigences européennes, ne pourra être assurée qu'à la condition que le régulateur bénéficie des ressources humaines et financières adéquates.

2 Base légale

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 ;

... »

Le présent avis est réalisé à l'initiative de BRUGEL, et répond donc au prescrit de l'article 30bis, § 2, de l'ordonnance précitée.

3 Contexte

L'Union européenne a adopté, entre 2023 et 2024, le paquet législatif “Ajustement à l'objectif 55” (“Fit for 55”), visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne d'au moins 55% d'ici 2030, et à mettre l'Union européenne sur la voie de la neutralité climatique d'ici 2050. Ce paquet est composé de plusieurs directives, lesquelles doivent être transposées par les Etats membres courant 2025 et 2026, selon les échéances spécifiques prévues par chaque instrument.

Dans ce contexte, le présent avis a pour vocation de formuler un certain nombre d'observations et de recommandations afin d'éclairer le pouvoir politique dans l'exercice de cette transposition.

En l'absence d'un gouvernement de plein exercice, le champ de la transposition est restreint à un ensemble de dispositions identifiées comme urgentes. Le présent avis se concentre donc exclusivement sur ces mesures prioritaires, à savoir :

- La directive (UE) 2024/1711 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du **marché de l'électricité** de l'Union (ci-après : directive (UE) 2024/1711).
- L'article 57 de la directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour les **marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène**, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE (ci-après : directive (UE) 2024/1788).
- L'article 27 de la directive (UE) 2023/1791 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023 relative à **l'efficacité énergétique** et modifiant le règlement (UE) 2023/955 (ci-après : directive (UE) 2023/1791).
- Les articles 19, 20bis et 24 de la directive (UE) 2018/2001, tels qu'insérés et / ou modifiés par la directive 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la **promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables**, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil (ci-après : directive (UE) 2023/2413).

Cependant, le régulateur poursuivra son rôle de conseil auprès des autorités politiques, et en particulier du Parlement, concernant les ajustements législatifs spécifiques et thématiques nécessaires pour répondre aux évolutions majeures du secteur de l'énergie.

4 Directive (UE) 2024/1711 et Règlement 2024/1747

4.1 Gestionnaire de réseau

La directive (UE) 2024/1711 introduit des évolutions significatives dans les rôles et responsabilités des gestionnaires de réseau, en réponse au risque accru de manque de capacité des réseaux, compte tenu de l'électrification croissante observée ces dernières années. Les obligations qui en découlent sont analysées dans la présente section, tant pour le GRD, que pour le GRTr.

4.1.1 Réseau de distribution

Les nouvelles obligations du GRD se déclinent en trois volets :

- (1) la mise à disposition d'informations sur la capacité disponible,
- (2) le traitement des demandes de raccordement et
- (3) la mise en œuvre de raccordements flexibles.

4.1.1.1 Informations sur la capacité disponible

La directive (UE) 2024/1711 a intégré à l'article 31, § 3, al. 1er, de la directive (UE) 2019/944 de nouvelles obligations quant aux informations à communiquer aux URD par rapport à la capacité disponible, afin de faciliter les nouvelles demandes de raccordement. En effet, la disposition prévoit que le GRD doit publier, de manière claire et transparente, des informations sur la capacité disponible pour de nouveaux raccordements dans leur zone d'exploitation, avec une granularité spatiale élevée. Cette transmission d'information aux URD est censée garantir un accès efficace au réseau et s'assurer que les investisseurs et porteurs de projets potentiels décident de façon intelligente et informée des zones de développement des nouvelles installations, afin de favoriser les zones qui ne sont pas déjà sursaturées, et d'éviter de ce fait en amont les risques de congestion.

Le gestionnaire du réseau de transport, Elia, publie déjà des “*grid hosting capacity maps*”¹, censées donner un aperçu des capacités réservées et allouées sur le réseau de transport, ainsi qu'une indication des capacités d'accueil du réseau toujours disponibles au-delà des réservations et allocations de capacité, tenant compte des projets d'infrastructure déjà planifiés, afin de fournir une information préalable aux utilisateurs du réseau.

Selon le régulateur, une carte similaire doit être établie et mise à disposition par le GRD au niveau bruxellois, afin de répondre au prescrit de l'article 31, § 3, de la directive (UE) 2019/944.

Dans de telles circonstances, l'ordonnance devrait intégrer ce qui suit :

- Premièrement, **l'obligation dans le chef du GRD de publier de telles cartes** devrait être consacrée, afin d'informer sur la capacité d'accueil du réseau déjà réservée pour différents types d'utilisations additionnelles du réseau, ainsi que sur la capacité d'accueil restante au-delà de cette capacité déjà réservée.

¹ <https://www.elia.be/fr/clients/raccordement/capacite-d-accueil-du-reseau> ; à titre d'information, Fluvius publie également des cartes de capacité : https://opendata.fluvius.be/pages/map_perceel/.

- La carte devrait reprendre un **certain nombre d'informations minimales** : l'aperçu spatial, l'année cible, le type d'utilisateur du réseau (charge, production, stockage), le niveau de flexibilité donné (un pourcentage maximum de réduction annuelle d'énergie qui peut être appliqué, par rapport à l'énergie annuelle totale produite et consommée) pour un ensemble d'hypothèses sous-jacentes (infrastructure planifiée, évolutions d'autres utilisateurs du réseau, etc.). **La méthodologie d'élaboration de la carte**, y compris la définition précise et technique des informations minimales doivent être élaborées par le **GRD** et soumises à l'approbation du **régulateur**. Il en est de même de la définition du concept de « *granularité spatiale élevée* » visée par l'article 31, § 3, de la directive précitée.
- Le GRD intègre, dans l'élaboration de ces cartes, **une marge réservée** pour les évolutions futures au niveau des raccordements en basse tension nécessaires pour **couvrir les usages principaux des usagers résidentiels**².
- La mise à jour de telles informations doit intervenir **tous les trois mois**, conformément à l'article 31, § 3, *in fine* et au considérant (13) de la directive (UE) 2024/1711 et la carte doit indiquer la capacité du réseau disponible pour les trois années suivant sa publication.
- Le GRD doit être tenu de se fonder sur des données fiables dans l'élaboration de telles cartes.
- La disposition de l'ordonnance devrait également préciser que le GRD tienne compte de la sécurité publique et des obligations en matière de confidentialité des données dans le cadre de l'élaboration de cette mission.

4.1.1.2 Traitement des demandes de raccordement et fourniture d'informations

L'article 31, § 3, al. 2 de la directive précitée prévoit que *“les gestionnaires de réseau de distribution fournissent, de façon transparente, aux utilisateurs du réseau des informations claires sur l'état d'avancement et le traitement de leurs demandes de raccordement. Ils fournissent ces informations dans un délai de trois mois à compter de la présentation de la demande. Lorsque le raccordement demandé n'est ni accordé ni définitivement refusé, les gestionnaires de réseau de distribution mettent à jour ces informations régulièrement, au moins une fois par trimestre.”*

A cet égard, il convient également de faire mention de l'article 33 de la directive (UE) 2019/944, tel qu'inséré par la directive (UE) 2024/1711, lequel prévoit que les Etats membres prévoient un cadre réglementaire facilitant le raccordement des points de recharge accessibles au public et privés, traduisant la volonté de l'Union européenne de favoriser la recharge intelligente et la participation de sources d'énergie décentralisées (telles que les batteries de véhicules électriques) à l'équilibrage et à la gestion de la congestion³. Une telle disposition sera davantage analysée *infra*, dans la partie de l'avis portant sur l'analyse de l'article 20bis de la directive (UE)

² A ce stade, l'article 4.4 du Règlement technique électricité définit les usages principaux comme suit : « *les usages principaux de l'utilisateur du réseau de distribution sont les usages qui ne sont pas couverts par un contrat d'énergie spécifique à un usage défini tel que le chargement d'un véhicule électrique* », les usages principaux étant donc au point de service de prélèvement, en tant que point de service primaire. La définition de cette notion, telle que formulée dans le Règlement technique, apparaît trop vague et trop extensive ; il conviendrait donc de définir de façon claire dans l'ordonnance quels sont ces usages principaux des clients résidentiels (à titre d'exemple, le chauffage en période hivernale, l'alimentation des appareils électroménagers pour les besoins alimentaires, etc.).

³ Communication from the Commission: Guidance on Article 20a on sector integration of renewable electricity of Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of energy from renewable sources, as amended by Directive (EU) 2023/2413, point 3.4.2 *Smart Recharging*.

2018/2001⁴, auquel renvoie expressément l'article 33 de la directive (UE) 2019/944. Toutefois, il convient d'ores et déjà de souligner que dans ses recommandations relatives à l'article 20bis, § 4, de la directive (UE) 2018/2001, la Commission insiste bien sur l'importance de la mise en œuvre, par les Etats membres, de procédures de raccordement simplifiées pour les points de recharge au réseau, ainsi que des dispositions concrètes permettant de s'assurer que le GRD réponde endéans un délai "raisonnable" aux demandes de raccordements des nouveaux usages (la recommandation semble en ce sens aller plus loin que les simples bornes de recharge, en mentionnant également les installations de stockage et les installations de production décentralisées)⁵.

A ce stade, aucune disposition de l'ordonnance électricité n'aborde la question des délais de traitement des demandes de raccordement, ou la fourniture d'information, par le GRD, lors de demandes de raccordement. L'article 32^{quater} de l'ordonnance mentionne simplement un délai de réalisation du raccordement en tant que tel. L'article 7, § 3, lui, prévoit simplement que la décision de refus de raccordement doit être motivée, et qu'en cas de refus de raccordement de point de recharge, les informations pertinentes sur les mesures nécessaires pour renforcer le réseau et sur les mesures alternatives doivent être fournies au demandeur. Les règles et délais applicables en la matière sont essentiellement définis par le Règlement technique (voy. les articles 3.25 § 2, 3.27bis, 3.34 et suivants, 3.55, 3.56, selon que la demande concerne des unités de stockage, de production, ou des raccordements haute tension ou basse tension), et les délais prévus sont toujours inférieurs à trois mois.

En ce qui concerne les nouveaux usages, l'article 9^{ter} de l'ordonnance électricité dispose par ailleurs que le Règlement technique prévoit « la priorité à donner aux raccordements des installations de production d'électricité verte », cette priorité étant effectivement traduite dans différentes dispositions du Règlement technique⁶. Le raccordement des bornes de recharge, lui, n'est pas monitoré en tant que tel par le GRD (lorsqu'une demande est adressée au GRD, l'utilisateur peut faire savoir qu'il s'agit d'une demande pour bornes de recharge, mais il n'est pas obligé de le faire ; par ailleurs, les demandes de raccordement sont parfois réalisées pour d'autres raisons que l'installation d'une borne de recharge, qui intervient ensuite dans un second temps, une fois la demande de raccordement déjà réalisée et effective ; l'installation d'une borne de recharge est simplement notifiée au GRD, conformément à l'article 16 de l'ordonnance électricité).

Dans de telles circonstances, afin de garantir que ces différents éléments aient une certaine assise légale dans un souci de respect du cadre européen, l'article 7, § 3, de l'ordonnance pourrait prévoir que :

« Lorsque les URD ont introduit une demande de raccordement auprès du GRD, celui-ci fournit de façon transparente aux utilisateurs du réseau des informations claires sur l'état d'avancement et le traitement de leurs demandes de raccordement, dans un délai maximal de trois mois à compter de la présentation de la demande, conformément aux délais fixés dans le Règlement technique. Lorsque ces demandes de raccordement concernent des bornes de recharge, des installations de stockage ou des installations de production, le GRD traite celles-ci endéans un délai raisonnable, conformément au Règlement technique ».

⁴ Voy. Section « 5.2. Article 20bis § 4 : obligation de garantir des fonctionnalités de recharge intelligentes et, le cas échéant, bidirectionnelles ».

⁵ Ibidem, point 3.4.2. Smart Recharging. ⁶ Voy. les articles 3.35 et 3.41 du Règlement technique électricité.

⁶ Voy. les articles 3.35 et 3.41 du Règlement technique électricité.

Par ailleurs, comme exposé *infra*⁷, une autre disposition de l'ordonnance pourrait explicitement imposer une obligation de notification préalable spécifique en cas de demande de raccordement spécifique à une borne de recharge (ou, si le raccordement est déjà réalisé, une notification en cas de placement d'une borne de recharge dans un lieu non-accessible au public), afin de favoriser une meilleure planification (allant donc en ce sens plus loin que ce que prévoit, à ce stade, l'article 16 de l'ordonnance, lequel ne prévoit pas de notification préalable mais simplement que l'utilisateur du réseau informe « *dans les meilleurs délais* »).

Finalement, l'article 31, § 3bis, de la directive précitée prévoit que les utilisateurs de réseau doivent pouvoir introduire leur demande de raccordement sous une forme numérique. Il conviendrait donc d'ajouter cette précision, toujours à l'article 7, § 3, de l'ordonnance électricité, traitant des demandes de raccordement.

4.1.1.3 Introduction du raccordement flexible

La directive (UE) 2024/1711 a intégré un article 6bis dans la directive (UE) 2019/944 prévoyant la possibilité de prévoir des conventions de raccordement flexible. Bien que Sibelga ait indiqué que son réseau était suffisamment dimensionné à ce stade, au vu de l'électrification du réseau liée à la transition énergétique - avec le déploiement massif des bornes de recharge, des pompes à chaleur, des panneaux photovoltaïques, etc. -, de l'émergence de nouveaux acteurs tels que les centres de données (datacenters), et des risques de congestion que cela entraîne pour le réseau, il convient de prévoir d'ores et déjà dans l'ordonnance la base légale permettant d'offrir un raccordement flexible dans les zones où la capacité du réseau est limitée ou inexistante pour les nouveaux raccordements ou en cas de renforcement de raccordements existants. Certes, compte tenu du nombre faible d'installations de grande puissance à Bruxelles, le problème est moins évident sur le réseau de distribution que sur le réseau de transport ; toutefois, la quantité importante de petites installations à Bruxelles, le développement massif des bornes de recharge et le déploiement du chauffage électrique, contribuent également à ces risques de congestion⁸.

Ces raccordements flexibles permettraient de s'assurer que les délais de réalisation des renforcements du réseau puissent suivre l'augmentation de la demande en capacité, de proposer des solutions rapides et efficaces afin d'éviter les refus de connexion pour les utilisateurs et, à long terme, de garantir un usage optimal de la flexibilité.

L'article 6bis de la directive précitée dispose comme suit :

“Conventions de raccordement flexible.

L'autorité de régulation ou une autre autorité compétente lorsqu'un État membre le prévoit élabore un cadre pour les gestionnaires de réseaux de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution visant à offrir la possibilité d'établir des conventions de raccordement flexible dans les zones où la capacité du réseau est limitée ou inexistante pour les nouveaux raccordements et faisant l'objet d'une publication conformément à l'article 31, paragraphe 3, et à l'article 50, paragraphe 4 bis, premier alinéa, du règlement (UE) 2019/943. Ce cadre veille à ce que :

a) en règle générale, les raccordements flexibles ne retardent pas le renforcement du réseau dans les zones identifiées ;

⁷ Voy. Section « 5.2. Article 20bis § 4 : obligation de garantir des fonctionnalités de recharge intelligentes et, le cas échéant, bidirectionnelles ».

⁸ Il est en effet prévu que l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelable corresponde à 40-50% de l'électricité du système d'ici 2035 ; aujourd'hui, il s'agit de 30%.

b) les conventions de raccordement flexible soient transformées en conventions de raccordement ferme une fois le réseau développé et assuré sur la base de critères fixés ; et

c) pour les zones où l'autorité de régulation ou une autre autorité compétente, lorsqu'un État membre le prévoit, considère que le développement du réseau ne constitue pas la solution la plus efficace les conventions de raccordement flexibles puissent, en tant que de besoin, constituer une solution permanente, y compris pour le stockage d'énergie.

Le cadre visé au paragraphe 1 peut veiller à ce que les conventions de raccordement flexible précisent au moins les éléments suivants :

a) l'injection et le retrait fermes maximaux d'électricité depuis et vers le réseau, ainsi que la capacité supplémentaire flexible d'injection et de retrait qui peut être raccordée et différenciée par blocs de temps tout au long de l'année ;

b) les redevances de réseau applicables aux capacités d'injection et de retrait fermes et flexibles ;

c) la durée convenue de la convention de raccordement flexible et la date prévue pour l'octroi du raccordement à la totalité de la capacité ferme demandée. Il est exigé de l'utilisateur du système se raccordant au réseau au moyen d'un raccordement flexible qu'il installe un système de contrôle de l'alimentation qui est certifié par un organisme certificateur agréé ».

Cet article prévoit ainsi que le cadre relatif aux raccordements flexibles soit élaboré par l'autorité de régulation, ou par une autre autorité compétente lorsqu'un État membre le prévoit. Dans la mesure où ces concepts sont des notions nouvelles, susceptibles d'évoluer avec le temps et avec l'expérience et que leur appropriation nécessite une expertise technique pointue, BRUGEL est d'avis qu'il serait justifié que cette mission de définition de cadre soit endossée par le régulateur⁹. Tenant compte des mêmes considérations, BRUGEL estime qu'une flexibilité législative et réglementaire s'impose. En d'autres termes, les principes généraux relatifs aux raccordements flexibles devraient être prévus directement dans l'ordonnance électricité tandis que les règles détaillées et techniques de sa mise en œuvre doivent être complétées dans le Règlement technique de distribution. Ainsi, l'ordonnance pourrait intégrer ce qui suit :

1. La définition de la convention de raccordement flexible prévue à l'article 2, point 24^{quater}) de la directive (UE) 2019/944, doit être intégrée à l'article 2 de l'ordonnance : “un ensemble de conditions convenues pour le raccordement d'une capacité électrique au réseau, qui comprend des conditions visant à limiter et à contrôler l'injection d'électricité dans le réseau de transport régional ou dans le réseau de distribution ainsi que le retrait d'électricité à partir desdits réseaux”.
2. La définition de la notion de “zone de congestion”, à l'article 2 de l'ordonnance : “une zone dans laquelle la capacité du réseau, pour des nouveaux raccordements ou pour le renforcement de raccordements existants au réseau de distribution d'électricité ou au réseau régional de transport d'électricité, est limitée ou indisponible”.
3. Insérer l'obligation pour le GRD de publier des informations sous la forme de cartes de capacité sur la capacité actuelle et future disponible du réseau pour les nouveaux raccordements et pour le renforcement de raccordements existants, comme présenté *supra*

⁹ Le régulateur considère que cela est d'autant plus justifié que celui-ci a une compétence exclusive en ce qui concerne l'établissement ou l'approbation des conditions de raccordement et d'accès aux réseaux, conformément à l'article 59, § 7, a) de la directive (UE) 2019/944, étant entendu que, conformément à la jurisprudence de la Cour de justice de l'Union européenne, cette compétence dévolue aux régulateurs peut être exercée par ceux-ci à la lumière d'une politique énergétique générale établie par les pouvoirs politiques ; CJUE, 6 mars 2025, n° C-48/23, *Alajärven Sähkö Oy* ; voir également considérant (87) de la directive (UE) 2019/944.

(cf. 3.1.2.1 “*Informations sur la capacité disponible*”). Comme susmentionné, selon le régulateur, cette nouvelle obligation dans le chef du GRD est extrêmement importante dans la mesure où elle permet de garantir une certaine transparence vis-à-vis des potentiels investisseurs et d'influencer leurs choix en amont, permettant donc d'éviter *a priori* les risques de congestion, avant même de devoir se poser la question de la conclusion d'un contrat de raccordement flexible.

4. Introduire la possibilité, pour le GRD, de proposer des contrats de raccordement flexible : BRUGEL estime qu'il est préférable d'encadrer un *minimum* les cas de figure dans lesquels le GRD peut proposer un contrat de raccordement flexible. Ainsi, cet encadrement peut être conçu comme suit :

- L'installation faisant l'objet de la demande doit se situer dans **une zone de congestion**, telle que définie par l'ordonnance. A cet égard, le régulateur considère qu'il est important d'examiner ce critère également à la lumière des nouvelles demandes de raccordement introduites auprès du GRD ; en effet, il est concevable qu'à un moment donné, une certaine zone ne présente aucun risque de congestion, et que le risque de congestion survienne ensuite de façon soudaine en raison d'une demande de raccordement conséquente introduite par un nouveau client. Il devrait être permis, dans une telle hypothèse où plusieurs demandes de raccordement sont pendantes de façon concurrente devant le GRD, qu'un raccordement flexible soit offert.
- Un investissement dans le réseau est prévu dans le plan d'investissement pour cette zone ; bien entendu, cette condition ne vaut pas pour les hypothèses où les raccordements flexibles ont vocation à devenir des raccordements flexibles permanents, sur base des critères établis par l'autorité de régulation, conformément à l'article 6bis § 1^{er}, c), de la directive (UE) 2019/944 (voy. *infra*).
- La demande concerne une nouvelle demande de raccordement ou une demande de renforcement de la puissance pour un raccordement existant. Le régulateur considère que la prise en compte de ce second cas de figure est importante, dans la mesure où il est tout à fait envisageable qu'une demande de renforcement de la puissance de raccordement, au sens de l'article 1.2, 71°) du Règlement technique¹⁰, ne nécessite aucune adaptation physique du raccordement existant au sens de l'article 1.2, 74°) du même Règlement¹¹, mais que cela implique tout de même une contrainte supplémentaire sur le réseau en amont. Or, compte tenu des objectifs fixés par la directive précitée, le régulateur considère qu'il est important que ces différents cas puissent également faire l'objet d'un raccordement flexible, compte tenu de l'impact sur le réseau¹².

Finalement, il convient de prévoir qu'en cas de non-respect de ces conditions cumulatives, les modulations réalisées ou futures sont **indemnisées**.

¹⁰ Article 1.2, 71°) du Règlement technique électricité : « Puissance de raccordement : puissance maximale définie dans le contrat de raccordement, que le gestionnaire de distribution met à la disposition de l'utilisateur du réseau de distribution, à sa demande [...] ».

¹¹ Article 1.2, 47°) du Règlement technique électricité : "Raccordement : ensemble des équipements constitutifs du branchement et des équipements de comptage, reliant les installations de l'utilisateur du réseau de distribution au réseau de distribution".

¹² En d'autres termes, il convient d'étendre le champ d'application des raccordements flexibles à toutes les situations couvertes par les « demandes de raccordement » au sens de l'article 3.28 du Règlement technique électricité, comprenant également les demandes de modification de la puissance du raccordement.

5. Il conviendra également d'introduire le principe selon lequel la mise en œuvre de ces contrats de raccordement flexibles ne retarde pas le développement des investissements dans les réseaux.
6. Ensuite, le régulateur considère qu'il est fondamental qu'une réflexion ait lieu au niveau politique quant au type d'installations, ainsi que quant au type de demandeurs, pouvant faire l'objet d'une demande de raccordement flexible, en introduisant une **priorisation** des raccordements au réseau et en distinguant les types de demandeurs et les types d'installations, de façon similaire à ce qui a été prévu aux Pays-Bas (le régulateur néerlandais ACM a établi un cadre de priorisation en accordant une priorité aux projets d'intérêt public, tels que les écoles, les hôpitaux, les commissariats de police, etc.)¹³. En effet, BRUGEL considère qu'il ne serait pas souhaitable qu'au sein du zone de congestion, un petit producteur résidentiel contribuant à la transition énergétique, doive recourir à un raccordement flexible, alors qu'un centre de données voisin par exemple puisse bénéficier d'un raccordement ferme. Le réseau électrique devient une denrée précieuse, de telle sorte qu'il est primordial d'instaurer une priorisation à réserver aux demandes de raccordement, cet impératif étant d'autant plus pesant dans la mesure où l'Europe rentre dans une phase d'électrification massive.

Dans de telles circonstances, BRUGEL recommande que l'ordonnance confie **au régulateur le rôle de déterminer, en concertation avec le GRD, les règles de priorisation de raccordements**, à la lumière toutefois de certains **principes-clefs fixés directement dans l'ordonnance** par le pouvoir politique (*voy. infra*, pour des propositions de principe-clefs à intégrer dans l'ordonnance), compte tenu du caractère sensible et de l'impact qu'a un cadre de priorisation sur les droits des consommateurs¹⁴.

A ce stade, l'article 7, § 2, de l'ordonnance électricité pose le principe selon lequel le GRD s'abstient de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau, ou entre des catégories d'utilisateurs du réseau. Il en découle qu'en matière de raccordement, le principe du « *premier arrivé, premier servi* », est d'application. Une première brèche à ce principe de non-discrimination est introduite à l'article 9ter de l'ordonnance, lequel permet au GRD de donner, par l'intermédiaire du Règlement technique, une priorité aux raccordements des installations de production d'électricité verte, mais cette brèche concerne davantage la méthode de travail à adopter par le GRD dans le traitement et l'exécution des raccordements des URD¹⁵. Toutefois, eu égard aux considérations susmentionnées et au fait que certains usages doivent être considérés comme étant primordiaux - que ce soit parce qu'ils contribuent à la transition énergétique ou parce qu'ils répondent aux besoins essentiels des Bruxellois – le régulateur estime qu'il est important de réserver un traitement différent pour des installations et / ou usagers dont les situations sont sensiblement différentes, conformément au principe de non-discrimination tel qu'il est repris à l'article 7, § 2, de l'ordonnance.

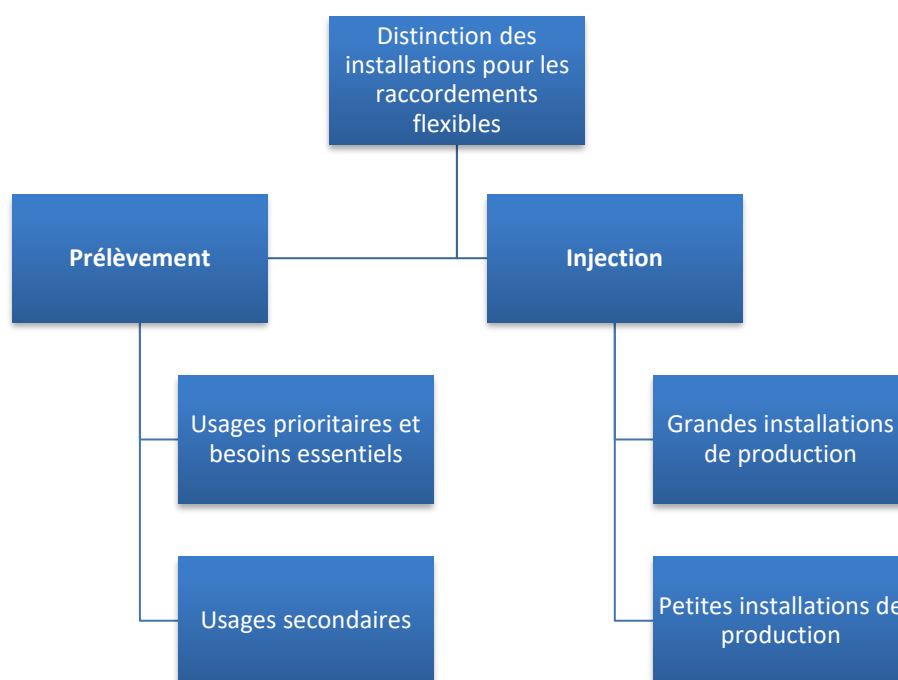
¹³ A titre informatif, le cadre établi par le régulateur néerlandais a été annulé le 11 mars 2025 par le *College Van Beroep voor het bedrijfsleven*, en raison du fait que celui-ci n'avait pas suffisamment justifié et motivé les motifs derrière la priorité accordée à certains acteurs. Toutefois, le concept de priorisation en tant que tel n'a pas été remis en cause par le Collège.

¹⁴ Comme susmentionné, le fait que le régulateur ait la compétence de déterminer ou d'approuver les conditions de raccordement n'empêche pas que le régulateur exerce ses pouvoirs à la lumière des objectifs généraux établis par le pouvoir politique dans le cadre de sa politique énergétique générale ; CJUE, 6 mars 2025, n° C-48/23, *Alajärven Sähkö Oy*.

¹⁵ *Voy.*, les articles 3.35, 3.41 et 3.49 du Règlement technique électricité.

En ce sens, **les principes de priorisation établis dans l'ordonnance**, à titre de fondement du cadre de priorisation établi par le régulateur en concertation avec le GRD, pourraient s'articuler autour d'une triple distinction :

- Entre le raccordement des installations qui injectent ou qui prélèvent du réseau ;
- Au sein des installations qui prélèvent du réseau, les installations qui répondent aux besoins essentiels des Bruxellois (les bâtiments publics, les établissements de soins de santé, les besoins fondamentaux des URD résidentiels, etc.) et les usages secondaires en cas de renforcement du réseau et de la taille de l'installation pour les nouveaux raccordements¹⁶ ;
- Au sein des installations de production qui injectent dans le réseau, une distinction entre les petites et les grandes productions.



7. Finalement, en ce qui concerne la disposition précise de l'ordonnance devant être modifiée afin d'introduire cette possibilité, pour le GRD, de proposer des raccordements flexibles, le régulateur estime que l'article 7, § 3, de l'ordonnance électricité constitue l'emplacement le plus approprié pour une telle insertion, en introduisant donc une subtilité quant au refus d'accès du GRD à son réseau, de telle sorte qu'il y ait donc trois hypothèses envisageables :

- (1) soit il y a une capacité nulle au niveau de la zone de congestion, auquel cas le GRD refuse l'accès ; ce cas de figure doit demeurer l'exception.

¹⁶ A ce stade, l'article 4.4 du Règlement technique électricité définit la notion de « *usage principal* » comme il suit : « les usages principaux de l'utilisateur du réseau de distribution sont les usages qui ne sont pas couverts par un contrat d'énergie spécifique à un usage défini tel que le chargement d'un véhicule électrique ». Toutefois, comme susmentionné, si le pouvoir politique venait à instaurer une priorisation sur cette base-là, il conviendrait de préciser davantage ces notions, directement dans l'ordonnance, en se fondant sur les usages véritablement essentiels des bruxellois (chauffage, alimentation, eau potable, etc.).

- (2) soit la demande de raccordement se situe dans une zone de congestion, auquel cas le GRD propose un raccordement flexible et (moyennant le respect des conditions susmentionnées).
- (3) soit la demande de raccordement ne se situe pas dans une zone de congestion, auquel cas le GRD propose un raccordement ferme (avec toutes les subtilités liées aux considérations susmentionnées quant au type de demandeur et au type d'installation pouvant faire l'objet d'un raccordement flexible).

Par ailleurs, si l'article 7, § 3, de l'ordonnance électricité doit prévoir ces trois cas de figure, comme susmentionné, il est fondamental que celui-ci renvoie ensuite expressément au Règlement technique pour la détermination des conditions précises dans lesquelles le GRD peut proposer un raccordement ferme, flexible, ou refuser le raccordement.

Il conviendra également d'insérer la possibilité d'introduire un recours auprès du régulateur en cas de refus de raccordement.

Par ailleurs, concernant l'actuel article 7, § 3, de l'ordonnance électricité, le régulateur estime qu'il serait souhaitable de modifier le terme "accès" par le terme de "raccordement". Actuellement, aucune des deux notions ne sont définies par l'ordonnance, mais celles-ci sont bien définies par le Règlement technique électricité de la manière suivante :

- Art. 1.2, 1° "accès au réseau : utilisation du réseau de distribution, permettant aux prestataires de services de fournir de de l'électricité, des services de flexibilité ou de coordonner l'échange d'électricité dans le cadre d'activités de partage d'électricité et à l'utilisateur du réseau de distribution de prélever ou d'injecter de l'électricité sur ce réseau, de participer à des services de flexibilité ou de coordonner des activités de partage d'électricité".
- Art. 1.2, 74° : "raccordement : ensemble des équipements constitutifs du branchement et des équipements de comptage, reliant les installations de l'utilisateur du réseau de distribution au réseau de distribution".

Or, concrètement, l'actuel article 7, § 3, de l'ordonnance vise l'hypothèse de l'établissement physique du raccordement, par le GRD, et ne concerne pas l'introduction de demandes de contrat d'accès auprès du GRD, lequel donne accès aux différents marchés (marché de flexibilité, de fourniture, etc.).

8. Introduire le principe selon lequel le GRD informe le régulateur, par le biais d'un **rapport annuel**, des conventions de raccordement flexible octroyées. BRUGEL considère que ce mode de fonctionnement est davantage pragmatique qu'une procédure de notification ponctuelle ou d'autorisation auprès de l'autorité de régulation. Ce rapport lui permettrait par ailleurs d'avoir une vision globale des raccordements flexibles de la région, ainsi que de leur évolution.
9. Introduire le principe selon lequel le raccordement flexible est par principe temporaire, et a vocation à devenir un raccordement ferme dès que l'investissement dans le réseau est réalisé. La disposition pourrait prévoir que le raccordement devient ferme :
 1. Si le renforcement du réseau est prévu endéans un délai fixe dans le plan d'investissement, au moment de la réalisation de ce renforcement (étant entendu que ce renforcement doit être réalisé endéans un certain délai d'exécution standard, fixé par le régulateur dans le Règlement technique).
 2. Soit, si aucun délai fixe n'est prévu pour le renforcement du réseau n'est prévu dans le plan d'investissement, le raccordement devra devenir ferme endéans le délai

d'exécution standard susmentionné, fixé par le régulateur dans le Règlement technique.

Finalement, l'ordonnance devrait introduire la possibilité pour le GRD d'octroyer une convention de raccordement flexible permanent *“pour les zones où l'autorité de régulation considère que le développement du réseau ne constitue pas la solution la plus efficace”*, conformément à l'article 6bis, § 1^{er}, c), de la directive (UE) 2019/944. Dans de tels cas de figure, la condition selon laquelle un raccordement flexible peut être octroyé pour autant qu'un investissement dans le réseau est prévue, pourrait disparaître. La disposition de l'ordonnance pourrait ensuite prévoir que l'autorité de régulation fixe, par le biais du Règlement technique, les conditions dans lesquelles la solution peut devenir permanente. Dans ce cas, les URD bénéficiant d'un contrat de raccordement flexible permanent reçoivent une compensation, le régulateur déterminant ensuite les méthodes de calcul de cette compensation, à la lumière des dispositions de droit européen¹⁷.

10. Introduire l'obligation, pour le GRD, de prévoir un contrat-type de convention de raccordement flexible, lequel devra contenir *a minima* les éléments prescrits par l'article 6 bis de la directive européenne (l'injection et le retrait fermes maximaux, ainsi que la capacité supplémentaire flexible d'injection et de retrait ; la durée de la convention et la date prévue pour l'octroi d'un raccordement ferme), la fréquence et la durée de la limitation de l'accès, ainsi que les mentions relatives aux indemnités éventuelles. Le régulateur considère qu'il est préférable que ce contrat-type soit soumis à une consultation préalable et que les réactions à la consultation ainsi que le rapport de consultation soient ensuite soumis pour approbation à BRUGEL.
11. Introduction, dans le Chapitre VIIbis de l'ordonnance relatif aux régimes d'indemnisation, d'une disposition prévoyant une indemnisation forfaitaire à charge du GRD, pour les utilisateurs du réseau, lorsque la durée prévue dans la convention pour le raccordement ferme n'est pas respectée. Il pourrait également être prévu qu'une telle indemnisation soit d'application lorsque les volumes de modulation et les puissances applicables définies dans la convention sont dépassées, afin de protéger les utilisateurs du réseau contre des modulations ou puissances plus importantes que celles initialement prévues. La disposition pourrait ensuite charger le régulateur d'établir les méthodes de calcul de ces indemnités.

BRUGEL considère qu'une telle indemnisation est très importante, notamment afin d'inciter le GRD à réaliser les investissements nécessaires dans le réseau endéans un certain délai ; par ailleurs, le régulateur estime qu'il n'est pas souhaitable que le raccordement flexible apparaisse comme une solution simple pour le GRD afin d'éviter des congestions, et le dissuade de ce fait d'investir dans le réseau ou dans des produits de flexibilité (ou, en tout cas, retarde de tels investissements). Le régulateur tient donc à souligner l'importance de trouver un équilibre, dans l'élaboration de la législation relative aux raccordements flexibles, entre la protection contre les risques de congestion et la protection du réseau, mais également la protection du consommateur, l'investissement par le GRD dans le réseau et les coûts que cela implique pour lui, et la nécessité d'investir dans le développement de produits de flexibilité (également à des fins de gestion de la congestion). Toutefois, de telles considérations n'empêchent pas que, dans l'élaboration de la réglementation relative à l'indemnisation, il soit également tenu compte du fait que le raccordement flexible permet tout de même à l'utilisateur de se raccorder plus tôt que prévu, par rapport aux

¹⁷ Notamment, de l'article 13, § 7, du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

investissements prévus du réseau, et que celui-ci doit tout de même avant tout être encouragé à se connecter à des zones du réseau au sein desquelles une capacité suffisante est bel et bien disponible (information dont il dispose par le biais des cartes de capacité) ; en ce sens, l'indemnisation doit être équilibrée et tenir compte de tous ces éléments. C'est précisément la raison pour laquelle le régulateur n'est pas favorable à ce qu'une compensation soit d'application lorsque les termes visés par le contrat de raccordement flexible (durée, volumes de modulation et puissance) sont bien respectés par le GRD : il est préférable que les URD soient encouragés à investir de façon intelligente dans le réseau, et qu'ils ne soient pas compensés en tout état de cause simplement parce qu'ils décident d'investir dans une zone de congestion, alors qu'ils disposent de toutes les informations nécessaires au moment de la conclusion du contrat.

Par ailleurs, comme susmentionné, BRUGEL est également favorable à ce qu'une compensation soit prévue en tout état de cause pour les URD bénéficiant d'une convention de raccordement flexible permanente, à ne pas confondre avec l'indemnisation mentionnée dans le présent paragraphe. A nouveau, compte tenu du caractère complexe du cadre entourant les raccordements flexibles, il est préférable que le montant de cette compensation soit prévu directement par le régulateur, avec concertation du GRD¹⁸.

12. Insérer l'obligation pour l'utilisateur du réseau ayant conclu une convention de raccordement flexible d'installer un système de contrôle de l'alimentation, permettant (1) le monitoring de la consommation / production et (2) au GRD de communiquer des signaux vers l'installation, certifié par un organisme certificateur agréé, en renvoyant au Règlement technique pour la détermination des exigences techniques minimales auxquelles ce système de contrôle doit répondre.

Aujourd'hui, les prescriptions techniques de Sibelga prévoient le placement d'une armoire de télécontrôle pour les grandes installations de production et de stockage, à savoir, depuis l'année dernière, pour les installations dont la puissance est supérieure à 500kW¹⁹. A Bruxelles, très peu d'installations dépassent un tel seuil. Par ailleurs, l'installation de telles armoires est assez coûteuse.

Pour les plus petites installations, il est possible depuis mi-octobre 2025 de moduler la production et / ou le prélèvement directement via le compteur intelligent, lorsque celui-ci est accompagné d'un « dongle » connecté au port PI du compteur intelligent, permettant de communiquer les différents signaux. Une telle installation, contrairement à l'armoire de télécontrôle, est peu coûteuse.

En tout état de cause, compte tenu des éléments susmentionnés, le régulateur est davantage favorable à ce que le raccordement flexible soit applicable aux grosses installations, plutôt qu'aux petites installations des consommateurs résidentiels. Sur le plan de l'efficacité, pouvoir moduler la production ou l'injection sur une petite installation présente nettement

¹⁸ Il s'agira en effet, pour le régulateur et le GRD, de mettre en balance les différents intérêts en présence, notamment afin d'éviter qu'une compensation pour les raccordements flexibles permanents encourage par exemple les demandeurs à demander une capacité déraisonnable.

¹⁹ [6fde5ae4-619b-11ec-b64c-005056970ffd](#)

moins d'avantages pour le GRD que de pouvoir moduler la production ou l'injection sur une grande installation²⁰.

13. Finalement, le régulateur tient à attirer l'attention du pouvoir politique sur le fait qu'il est possible que dans certains cas de figure, le réseau du GRD soit suffisamment dimensionné en tant que tel pour accueillir de nouveaux raccordements, mais que le réseau du GRT ou du GRT, lui, ne le soit pas assez (par exemple, s'il n'y a pas eu assez d'investissements de la part du GRT au niveau des postes de transformation). Il est donc important de prévoir une réserve dans l'ordonnance en prévoyant que l'indemnisation ne sera pas due par le GRD, mais par le GRT, lorsque l'investissement nécessaire dans le réseau a bien été réalisé dans les temps par le GRD, mais que l'incapacité de disposer d'un raccordement ferme est lié au manque d'investissement réalisé sur le réseau de transport²¹. Au-delà de la question d'indemnisation, BRUGEL invite les autorités politiques à faire preuve de vigilance face aux enjeux liés à la capacité du réseau, qu'il s'agisse du transport fédéral ou de la distribution. L'augmentation significative de la demande en électricité, conjuguée à la forte croissance des énergies renouvelables, impose une nouvelle réalité électrique qui doit être préparée avec rigueur. Dans le cadre institutionnel propre à la Belgique, ces défis ne pourront être relevés qu'à travers des visions concertées. BRUGEL en appelle également aux opérateurs du réseau afin qu'ils collaborent de manière constructive pour accompagner ensemble la transition énergétique, dans le respect d'un juste équilibre des intérêts de tous les usagers qu'ils soient raccordés au niveau du transport ou de la distribution.

14. En lien avec les considérations susmentionnées, le régulateur insiste sur la nécessité d'avoir une réflexion approfondie sur l'impact que l'introduction de ces conventions de raccordement flexible peut avoir sur le cadre de la flexibilité déjà existant, et sur l'investissement à réaliser dans le réseau par le GRD. En effet, ces conventions apparaissent comme une troisième alternative face au choix qui se présente au GRD entre investissement et achat de services de flexibilité en cas de demande de nouveau raccordement ou de renforcement de la capacité de raccordement impliquant un risque de congestion du réseau. Dans de telles circonstances, il est essentiel que le GRD procède à une mise en équilibre rigoureuse des différents intérêts en présence, afin que ces conventions de raccordement flexible ne soient pas perçues comme une solution de facilité. A cet égard, le régulateur formule plusieurs recommandations :

- Tout d'abord, de renforcer d'autant plus la responsabilité du GRD en matière d'acquisition de services de flexibilité nécessaires à l'exploitation efficace, fiable et sûre de son réseau, visée à l'article 7, § 1er, 9° bis de l'ordonnance électricité, en insérant par exemple une phrase prévoyant que le GRD acquiert régulièrement de tels services, "au moins dans les zones de congestion identifiées", pour la gestion de la congestion, de façon similaire à ce que prévoit l'article 4.1.17/4 de l'avant-projet de décret flamand.

²⁰ A titre illustratif, si l'on considère qu'une installation de production résidentielle moyenne est d'une puissance de 5 kW, il faudrait en moduler 100 pour parvenir au même résultat que lorsque l'installation de production faisant l'objet d'une modulation est de 500 kW, impliquant donc l'installation de ces systèmes de contrôle sur énormément d'installations, ce qui ne nous semble pas efficace.

²¹ Ces considérations sont d'autant plus importantes que les délais d'exécution des investissements dans le réseau sont généralement plus longs à mesure que l'on monte dans le réseau en termes de tension, de telle sorte que les délais d'exécution des investissements sur le réseau de transport sont généralement longs.

- Ensuite, modifier l'article 7, § 1er, 9° de l'ordonnance électricité, afin de prévoir que le GRD tienne compte, dans l'élaboration du rapport coût-efficacité lors de la planification du réseau, de la possibilité de recourir à des conventions de raccordement flexible et aux services auxiliaires, afin de s'assurer que le GRD réalise, sur base de ce rapport coûts-efficacité, un équilibre entre d'une part, l'achat de services de flexibilité et, d'autre part, les contrats de raccordements flexibles et l'investissement dans le réseau.

Dès lors, BRUGEL recommande de prévoir dans l'ordonnance :

- **Les principes généraux** relatifs aux raccordements flexibles, en laissant le soin au Règlement technique de déterminer les règles précises applicables à ceux-ci.
- Une obligation forte dans le chef du GRD de **publication d'une carte de capacité**, répondant aux critères établis dans l'ordonnance et fondée sur une méthodologie soumise à l'approbation du régulateur.
- Les lignes directrices permettant au régulateur d'établir un **cadre de priorisation**, déterminant les installations et les types de demandeurs pouvant faire l'objet d'un raccordement flexible et celles et ceux ne le pouvant pas.
- Une **indemnisation** lorsque les éléments du contrat de raccordement flexible ne sont pas respectés (délais, puissances, volumes de modulation, etc.), et une **compensation** lorsque le raccordement flexible devient permanent, en déléguant au régulateur le soin de déterminer les montants en question.
- Un cadre permettant de garantir un **équilibre** entre la protection du consommateur, la protection du réseau contre les risques de congestion, l'investissement dans le réseau et le développement de produits de flexibilité.

Ensuite, BRUGEL recommande de tenir compte, dans l'élaboration du cadre réglementaire, du fait que le GRD est dépendant **des investissements du GRTr et du GRT** (notamment au niveau des postes de transformation).

4.1.1.4 Appareils de mesure dédiés

L'article 7ter, § 2, du Règlement 2024/1747 prévoit que lorsqu'un client final ne dispose pas d'un compteur intelligent, ou lorsque le compteur intelligent d'un client ne permet pas d'obtenir les données nécessaires pour fournir des services de participation active de la demande ou des services de flexibilité, le GRD accepte les données provenant d'un appareil de mesure dédié, pour le règlement des services de participation active de la demande et des services de flexibilité. Le § 3 ajoute que les Etats membres établissent les règles et exigences relatives à un processus de validation des données provenant d'appareils de mesure dédiés. Dans la mesure où le déploiement des compteurs intelligents n'est pas encore complet en Région de Bruxelles-Capitale, le régulateur est favorable à ce que ce principe soit intégré directement dans l'ordonnance, et que les exigences de validation soient ensuite définies dans le Règlement technique.

4.1.2 Réseau de transport régional

4.1.2.1 Raccordements flexibles

Il conviendrait également de transposer l'article 6bis de la directive (UE) 2019/944 pour le GRTr, afin de permettre à celui-ci de proposer des raccordements flexibles pour les nouvelles demandes de raccordement, ainsi que pour les demandes de renforcement de la puissance des raccordements existants. Le cadre établi pour le GRTr pourrait, globalement, respecter les mêmes principes que ceux exposés supra pour le GRD (notamment en ce qui concerne le rôle de l'autorité de régulation, les conditions à respecter pour l'octroi d'un raccordement flexible, le mécanisme d'indemnisation, etc.). Toutefois, il convient de souligner que le type de clients raccordés au réseau de transport régional est considérablement différent de celui des clients raccordés au réseau de distribution : en effet, actuellement, le réseau de transport régional compte une dizaine de points, pour un total de quatre clients, lesquels sont exclusivement des clients industriels. Par ailleurs, certains d'entre eux (notamment la STIB et la SNCB) répondent à des missions de service public et, en ce sens, ne peuvent se voir appliquer qu'une flexibilité très limitée. Dans de telles circonstances, l'éventuel cadre de priorisation établi par l'autorité de régulation devra respecter des lignes directrices différentes de celles prévues pour le réseau de distribution.

4.2 Fourniture d'électricité

La présente section expose les recommandations formulées par BRUGEL en matière de fourniture : à savoir, l'obligation de faire offre, l'interruption de fourniture, et enfin, la question du fournisseur de dernier recours.

4.2.1 Obligation de faire offre

Le chapitre consacré à l'obligation de faire offre est lui-même subdivisé en trois sous-thématiques distinctes, à savoir : les aspects contractuels découlant de cette obligation, les interactions entre celle-ci et le régime des licences de fourniture limitée et enfin les liens entre licences de fourniture, obligations de service public et respect de la répartition des compétences entre les entités fédérées.

4.2.1.1 Considérations préalables

L'article 25ter, § 1^{er}, de l'ordonnance électricité prévoit ce qui suit :

« A tout client qui le lui demande, le fournisseur fait, dans les 10 jours ouvrables, une proposition raisonnable et non discriminatoire de contrat de fourniture, et communique les conditions générales de fourniture et notamment, s'il s'agit d'un client résidentiel, les dispositions de la présente ordonnance relatives aux clients protégés. Cette obligation s'impose au fournisseur pour tous les types de régime de comptage.

A tout client final équipé d'un compteur intelligent qui le lui demande, le fournisseur fait également, dans les dix jours ouvrables, une proposition raisonnable et non discriminatoire de contrat de fourniture à tarification dynamique. En plus des informations prévues au 1^{er} alinéa, les fournisseurs communiquent dans la proposition de contrat de fourniture à tarification dynamique les opportunités, les coûts, les risques et les obligations, y compris la nécessité d'être équipé d'un compteur intelligent, liés à un contrat de fourniture à tarification dynamique.

Le fournisseur qui a moins de 200.000 clients finals au niveau national est exempté de l'obligation visée à l'alinéa précédent.

Dans le cas où la demande émane d'un client ou ancien client qui n'a pas apuré entièrement ses dettes contractées auprès du fournisseur concerné tout en ne respectant pas le plan d'apurement éventuellement conclu, le fournisseur peut refuser par écrit de faire une proposition de contrat de fourniture ou faire par écrit une proposition de contrat de fourniture qui sera conclu après que le client aura apporté une caution ».

Par ailleurs, l'article 25quater, 4^e alinéa, de l'ordonnance électricité dispose que :

« Sous réserve d'une norme fédérale plus favorable au consommateur, et sous réserve également des délais de résolution prévus au présent chapitre, les contrats de fourniture sont conclus pour une période fixe de trois ans au moins ».

La directive (UE) 2024/1711 a introduit différents changements qui portent dans une certaine mesure sur l'obligation pouvant être imposée aux fournisseurs de faire offre sur le marché. Le considérant (17) de la directive précise ce qui suit concernant l'objectif poursuivi par l'introduction de cette mesure :

« Les consommateurs devraient avoir accès à un large éventail d'offres afin de pouvoir choisir un contrat qui corresponde à leurs besoins. Or, les fournisseurs ont réduit leurs offres, les contrats de fourniture d'électricité à prix fixe et à durée déterminée se sont raréfiés et le choix des offres est

devenu limité. Les consommateurs devraient toujours avoir la possibilité d'opter pour un contrat de fourniture d'électricité **à prix fixe** et à **durée déterminée abordable**, et les fournisseurs ne devraient pas pouvoir unilatéralement modifier les modalités et conditions contractuelles ou mettre fin au contrat avant que celui-ci n'arrive à échéance. Toutefois, les contrats à prix dynamique restent essentiels et une pénétration croissante des sources d'énergie renouvelables peut aider les consommateurs à réduire leurs factures d'énergie. Les États membres devraient pouvoir exempter les fournisseurs ayant plus de 200 000 clients finals qui ne proposent que des contrats à prix dynamique de l'obligation de proposer des contrats de fourniture d'électricité à prix fixe et à durée déterminée, à condition qu'une telle exemption n'ait pas d'incidence négative sur la concurrence et qu'une offre suffisante de contrats de fourniture d'électricité à prix fixe et à durée déterminée soit conservée ».

L'article 2, 1), c, de la directive (UE) 2024/1711 introduit une nouvelle définition du contrat de fourniture à prix fixe et à durée déterminée, qui prévoit désormais ce qui suit :

« Un contrat de fourniture d'électricité conclu entre un fournisseur et un client final qui garantit que les modalités et conditions contractuelles, y compris le prix, demeurent inchangées pendant toute la durée du contrat, mais peuvent, dans le cadre d'un prix fixe, comporter un élément flexible, par exemple des variations de prix pour les heures pleines et les heures creuses, et lorsque les modifications qui en découlent sur la facture finale peuvent uniquement être le fait d'éléments qui ne sont pas déterminés par les fournisseurs, tels que les taxes et les prélèvements ».

L'article 2, 4), de la directive (UE) 2024/1711 modifie l'article 11 de la directive (UE) 2019/944, afin d'intégrer les modifications suivantes :

- Les Etats membres doivent assurer que le cadre réglementaire national permet aux fournisseurs de proposer « des contrats de fourniture d'électricité **à prix fixe** et à **durée déterminée** », et doivent s'assurer que « tous les clients finals puissent demander la conclusion d'un contrat de fourniture d'électricité **à prix fixe** et à **durée déterminée d'une durée d'au moins un an**, avec **au moins un fournisseur** et avec **chaque fournisseur ayant plus de 200 000 clients finals** ».
- Par dérogation à l'alinéa 1^{er}, les Etats membres peuvent exempter les fournisseurs ayant plus de 200.000 clients finals de cette obligation de proposer un contrat de fourniture d'électricité à prix fixe et à durée déterminée, lorsque :
 - a) Le fournisseur ne propose que des contrats à tarification dynamique ;
 - b) L'exemption n'a pas d'incidence négative sur la concurrence ; et
 - c) Il reste un choix suffisant de contrats de fourniture d'électricité à prix fixe et à durée déterminée pour les clients finals ».

Ces différentes dispositions, qui visent à assurer la possibilité de conclure, au moins pour les consommateurs, un contrat de fourniture d'électricité à prix fixe et pour une durée déterminée d'au moins un an, semblent relever de la **compétence exclusive de l'autorité fédérale** en ce qu'il s'agit de l'autorité compétente en matière de politique des prix, de droits des contrats, des pratiques commerciales et de protection des consommateurs (voir article 6, § 1^{er}, VI de la loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980).

C'est par ailleurs l'interprétation de ces normes de répartition des compétences que fait la Cour constitutionnelle dans son arrêt n° 14/2024. Dans cet arrêt, la Cour constitutionnelle considère que la compétence fédérale exclusive relative à la politique sociale des prix ne porte pas exclusivement sur le montant de ces prix, mais qu'elle inclut également la compétence de déterminer les bénéficiaires de cette politique sociale. Ainsi, la Région wallonne ne pouvait se prévaloir de pouvoirs implicites pour étendre le statut de client protégé à certaines catégories

de personnes ; car ce faisant elle remettait fondamentalement l'arbitrage économique opéré par l'autorité fédérale.

Dans ce contexte, BRUGEL recommande dès lors au législateur bruxellois de ne pas transposer ces obligations européennes, en lien direct avec la politique des prix et des pratiques commerciales (imposition faite à certains fournisseurs de proposer un contrat à tarif fixe pour une durée d'au moins une année). Il s'agirait à tout le moins de **clarifier les différentes compétences** entre le niveau fédéral et régional, voire communautaire ; par exemple via un accord de coopération.

L'obligation de faire offre déjà en vigueur en Région bruxelloise, couplée à l'obligation d'une conclusion de contrat pour une durée d'au minimum trois ans, pourrait d'ailleurs entrer en conflit avec ces nouvelles dispositions européennes dès lors qu'elles devraient être transposées au niveau fédéral.

A supposer toutefois que certaines dispositions relèvent tout de même de la compétence de l'autorité régionale, BRUGEL constate certaines incohérences du régime actuellement en vigueur en matière d'obligation de faire offre et de durée minimale du contrat de trois ans. Dans de telles circonstances, BRUGEL expose ci-dessous les incohérences identifiées.

4.2.1.2 *Caractéristiques du contrat dans le cadre de l'obligation de faire offre*

L'article 25ter, §1^{er}, de l'ordonnance électricité prévoit actuellement une obligation de faire offre. Cet article prévoit en effet que tout fournisseur fait, à tout client qui le demande, une proposition « *raisonnable et non discriminatoire* » de contrat de fourniture, dans les 10 jours ouvrables de la demande. Cette obligation avait été introduite au moment de la libéralisation, afin de s'assurer que celle-ci n'aurait pas pour conséquence l'exclusion d'une partie du public bruxellois du marché par le biais de coupures ou de résiliations de contrat, au vu de leur précarité. L'obligation de faire offre s'inscrivait dans l'objectif du législateur de maintenir un certain droit à une alimentation minimale afin de s'assurer que les citoyens peuvent mener une vie conforme à la dignité humaine : « *il est prévu d'imposer au fournisseur une obligation de faire offre, c'est-à-dire qu'il doit répondre à toute demande de fourniture introduite par un client et doit lui faire une offre transparente, raisonnable et non discriminatoire* »⁸. Cependant, cette disposition à portée fortement générale ne correspond pas aux caractéristiques spécifiques du marché. Ces points sont développés ci-après :

- *Quant aux caractéristiques de l'offre*

BRUGEL estime qu'il serait pertinent de clarifier les critères pouvant être retenus pour considérer que l'obligation de faire offre est bien respectée par le fournisseur. En effet, à l'époque, plusieurs fournisseurs actifs sur le marché bruxellois offraient des contrats de fourniture uniquement pendant certaines périodes de l'année (par exemple, le contrat peut être conclu uniquement durant deux mois sur l'année, via une offre groupée) ce qui impliquait que l'offre n'était pas disponible en permanence pour les clients.

D'autres fournisseurs n'offrent que des contrats sur des segments dits « de niche », comme par exemple des contrats uniquement pour les détenteurs de panneaux photovoltaïques ou pour les détenteurs de véhicules électriques. BRUGEL estime qu'une clarification s'impose.

- *Quant à la qualité des clients, résidentiels ou professionnels*

L'obligation de faire offre actuellement prévue à l'article 25ter s'applique actuellement de manière indifférenciée aux clients résidentiels et aux clients professionnels. Cette application générale est à même de poser des problèmes pratiques, techniques et financiers dans le cadre du marché de l'énergie.

BRUGEL recommande au gouvernement de différencier l'obligation de faire offre en fonction d'une catégorisation des personnes qui demandent l'offre. En effet, concrètement, un fournisseur ne pourra pas faire offre dans un délai de 10 jours à un client professionnel gros consommateur d'énergie. Le fournisseur devra en effet analyser les besoins du client, ses courbes de charge et ses capacités financières avant de pouvoir lui faire une offre raisonnable et non discriminatoire, voire que cette offre soit négociée.

L'obligation de faire offre devrait dès lors distinguer les clients résidentiels et petits professionnels, d'une part, des plus « gros » professionnels, d'autre part, en accord également avec les principes de droit européen.

A cette fin, BRUGEL propose par exemple une distinction basée sur la qualité du client : les clients résidentiels seraient concernés par l'obligation de faire offre, contrairement aux clients professionnels.

Par ailleurs, BRUGEL relève que l'obligation de faire offre à charge des fournisseurs pose un problème particulier dans le cas de la conclusion, par des syndicats d'immeuble, de contrats de fourniture d'énergie pour les parties communes de ces immeubles.

4.2.1.2.1 Quant aux prosumers

Concernant les *prosumers*, BRUGEL considère que la réglementation de leur situation relève de la compétence régionale, à tout le moins dans une certaine mesure (voy. *infra*), compte tenu de la compétence régionale en matière d'accès au réseau de distribution, d'une part, et en matière de sources nouvelles d'énergie, d'autre part²².

A ce stade, l'article 27, § 3, de l'ordonnance électricité, dispose comme suit :

« § 3. Si les producteurs visés au paragraphe 1er ne parviennent pas à vendre l'ensemble de leur production, le fournisseur responsable du point de prélèvement et/ou d'injection est tenu de faire sa **meilleure offre pour le rachat de l'électricité** excédentaire produite conformément au paragraphe 1er. **Celle-ci ne peut pas être une offre de prix négatif ou de prix nul** ».

Selon le régulateur, une telle disposition appelle à plusieurs remarques.

Premièrement, l'article 27, § 3, *in fine*, de l'ordonnance électricité en vigueur prévoit, à propos de l'offre de rachat d'injection que « *celle-ci ne peut pas être une offre de prix négatif ou de prix nul* ». En l'état, cette disposition dissuade les fournisseurs de proposer des contrats à tarification dynamique, en raison de l'absence de réciprocité que cette disposition cause entre d'une part, le prix de prélèvement, qui peut être négatif, et d'autre part, celui de l'injection, qui ne le peut pas. En effet, la fédération belge des entreprises d'électricité et gazières a communiqué au régulateur que cette disposition risque d'empêcher l'émergence d'offres commerciales à tarification dynamique.

Or, l'article 11 de la directive (UE) 2019/944 dispose que : « les Etats membres veillent à ce que le cadre réglementaire national permette aux fournisseurs de proposer des contrats de fourniture d'électricité à prix fixe et à durée déterminée et des **contrats à tarification dynamique** »²³. Les

²² Loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980, article 6, § 1^{er}, VII, a) et f).

²³ L'article 2, 15) de la directive définissant les contrats à tarification dynamique comme suit : « un contrat de fourniture d'électricité conclu entre un fournisseur et un client final qui reflète les variations de prix sur les marchés au comptant, y compris les marchés journaliers et intrajournaliers, à des intervalles équivalents au moins à la fréquence du règlement du marché ».

considéranants 38 et 39 rappellent par ailleurs que les contrats doivent refléter sans contrainte les signaux horaires.

Dans de telles circonstances, le prescrit de l'article 27, § 3, *in fine*, est contraire au droit européen.

Par ailleurs, le régulateur souligne que cette question du prix négatif ou du prix nul relève en principe de la compétence fédérale en matière de politique de prix, et non pas de la compétence régionale. Il conviendrait donc de supprimer cette partie de l'article, afin de s'assurer du respect des règles répartitrices de compétences, ou à tout le moins de la modifier comme il suit : *“en ce qui concerne les contrats à tarification dynamique, l'interdiction pour les fournisseurs de proposer une offre de prix négatif ou de prix nul doit être comprise comme une interdiction de fixer une variable tarifaire conduisant à supprimer de facto et ex ante toute valeur à l'injection (ou à lui donner une valeur négative) au-delà des aléas directement liés aux fluctuations des prix du marché et de la couverture des risques du fournisseur”*, afin d'être conforme au droit européen. C'est notamment ce que recommande la FEBEG.

Ensuite, le régulateur considère qu'il est opportun que le pouvoir politique se saisisse de la question de l'encadrement contractuel applicable aux *prosumers*, et en particulier de la possibilité d'instaurer une obligation de conclure un contrat d'injection avec un fournisseur.

À cet égard, le régulateur formule les recommandations suivantes :

- **S'agissant des grands producteurs**, il recommande d'introduire une obligation de conclure un contrat d'injection avec un fournisseur, ces acteurs disposant généralement de la capacité de négocier de telles conventions dans des conditions satisfaisantes.

- **En ce qui concerne les petits producteurs**, dont la capacité de négociation est très limitée, le régulateur estime que l'instauration d'une telle obligation contractuelle directe ne serait pas appropriée. Il recommande dès lors de prévoir, à leur bénéfice, une **obligation de faire offre** de la part des fournisseurs, de manière à remédier au déséquilibre structurel dans la relation contractuelle.

4.2.1.3 Obligation de faire offre et licences limitées

BRUGEL note l'introduction de la notion de « *licence limitée* » dans l'arrêté du 18 juillet 2002 fixant les critères et la procédure d'octroi, de renouvellement, de cession et de retrait d'une licence de fourniture d'électricité. Cet arrêté a notamment été modifié par l'arrêté du 30 mai 2024 relatif à la licence de fourniture de services de flexibilité et à la licence de fourniture de services d'agrégation, et modifiant l'arrêté du 18 juillet 2002.

Cet arrêté a notamment introduit une différenciation entre une licence de fourniture générale et une licence de fourniture limitée. La première s'entend comme étant « *la licence dont doit être titulaire tout fournisseur d'électricité et qui n'est pas limitée* », tandis que la licence limitée est « *une licence de fourniture limitée à une quantité d'électricité plafonnée, une licence de fourniture limitée à certaines catégories de clients ou une licence de fourniture limitée à sa propre fourniture visée à l'article 21, alinéa 2, de l'ordonnance* ». Ces trois catégories de licences limitées se définissent comme il suit :

- Licence de fourniture limitée à une quantité d'électricité plafonnée : la licence dont doit être titulaire tout fournisseur d'électricité dont la somme des volumes souscrits auprès de lui par ses clients est estimée inférieure à 3000 MWh sur une base annuelle ;
- Licence de fourniture limitée à certaines catégories de clients : la licence dont doit être titulaire tout fournisseur d'électricité lorsqu'il fournit exclusivement :

- Des clients professionnels, ou ;
- En tant que communauté d'énergie, ses membres, ou ;
- En tant que société coopérative, ses actionnaires ;
- Licence de fourniture limitée à sa propre fourniture : la licence dont doit être titulaire tout fournisseur d'électricité qui utilise le réseau de transport régional et/ou le réseau de distribution en vue de fournir en électricité ses sites de consommation et ceux de ses filiales situés en Région de Bruxelles-Capitale.

Plusieurs hypothèses de licences limitées ont dès lors été mises en place dans la législation.

BRUGEL estime qu'un cadre qui prévoit à la fois des licences de fourniture limitée à certaines hypothèses, et à la fois permet à des fournisseurs disposant d'une licence générale, de n'offrir des contrats que sur des segments niches, n'est pas cohérent. Si le législateur souhaite maintenir la possibilité pour les fournisseurs de n'offrir des contrats que sur des segments niches, il conviendrait à tout le moins d'élargir les hypothèses de licences limitées.

Par ailleurs, si la logique des licences limitées est maintenue, et au vu de l'exemption désormais prévue par l'article 11, § 1^{er}, alinéa 2, de la directive (UE) 2019/944, une licence limitée devrait également être prévue pour les fournisseurs qui souhaitent uniquement offrir des contrats à tarification dynamique, afin qu'ils ne soient pas soumis à l'obligation d'offrir un contrat à prix fixe et à durée déterminée.

Dès lors, BRUGEL recommande :

- D'élargir les **hypothèses de licences limitées** afin de garantir la cohérence avec la possibilité pour les fournisseurs de n'offrir des contrats que sur des segments niches.
- De prévoir une **licence limitée spécifique** pour les fournisseurs souhaitant offrir des contrats à **tarification dynamique** afin de les exempter de l'obligation d'offrir un contrat à prix fixe et à durée déterminée.

4.2.2 Interruption de la fourniture

La directive 2024/1711 prévoit désormais des règles spécifiques concernant l'interruption de fourniture. Il s'agit d'une compétence mixte fédéral - régional. Il est précisé que les clients vulnérables et les clients en situation de précarité énergétique doivent être protégés contre les interruptions de fourniture d'électricité. Le considérant 26 de cette nouvelle directive indique que cette protection peut valoir tout au long de l'année ou être saisonnière. D'autres mesures appropriées peuvent également être prises.

BRUGEL note que la transposition de la définition de "précarité énergétique" relève de la compétence de l'autorité fédérale, qui a déjà exercé cette compétence dans un arrêté royal. La mention et définition éventuelles de précarité énergétique dans l'ordonnance doit se faire par renvoi vers les règles fédérales.

4.2.3 Fournisseur de dernier recours

La directive 2024/1711 prévoit désormais qu'un fournisseur de dernier recours doit être désigné. Ce fournisseur se définit comme étant « un fournisseur désigné pour assurer la fourniture d'électricité aux clients d'un fournisseur qui a cessé ses activités ». Cette directive prévoit désormais un article 27bis, portant sur le fournisseur de dernier ressort. Cet article se lit comme suit :

« 1. Lorsque des États membres n'ont pas encore mis en place de régime en ce qui concerne les fournisseurs de dernier recours, ils en introduisent un en vue d'assurer la continuité de l'approvisionnement à tout le moins pour les clients résidentiels. Les fournisseurs de dernier recours sont désignés selon une procédure équitable, transparente et non discriminatoire.

2. Les clients finals qui sont transférés à des fournisseurs de dernier recours continuent de bénéficier de tous leurs droits en tant que clients, tels qu'ils sont prévus dans la présente directive.

3. Les États membres veillent à ce que les fournisseurs de dernier recours communiquent leurs modalités et conditions aux clients transférés sans tarder et assurent une continuité harmonieuse du service pour ces clients au cours de la durée nécessaire pour trouver un nouveau fournisseur, et au moins pendant six mois.

4. Les États membres veillent à ce que les clients finals reçoivent des informations et soient encouragés à passer à une offre fondée sur le marché.

5. Les États membres peuvent exiger d'un fournisseur de dernier recours qu'il fournisse de l'électricité aux clients résidentiels et aux petites et moyennes entreprises qui ne reçoivent pas d'offres fondées sur le marché. Dans de tels cas, les conditions prévues à l'article 5 s'appliquent ».

Par ailleurs, le considérant (21) de la directive 2024/1711 indique que le « fournisseur de dernier recours pourrait être le département des ventes d'une entreprise verticalement intégrée qui assure également des fonctions de distribution, à condition que celui-ci respecte les conditions en matière de dissociation établies par la directive (UE) 2019/944 ».

Actuellement, l'ordonnance électricité prévoit la désignation d'un « fournisseur par défaut », à l'article 25noviesdecies. Cet article prévoit qu' « en cas de faillite ou de retrait de l'autorisation de fourniture d'un fournisseur, l'alimentation des clients finals sera assurée par le fournisseur par défaut aux conditions de la fourniture par défaut pour une durée maximale d'un an ». Ce dernier a été exécuté par l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 14 décembre 2006 portant approbation de la décision de Sibelga du 22 mars 2004 désignant la société Electrabel Customer Solutions comme fournisseur par défaut, en électricité et en gaz, des clients devenus éligibles, et portant approbation de la décision de Sibelga du 20 février 2006 désignant la société Electrabel Customer Solutions comme fournisseur par défaut, en électricité et en gaz, des clients devenant éligibles au 1^{er} janvier 2007.

BRUGEL, ainsi que les autres régulateurs régionaux, ont déjà remis plusieurs avis sur le caractère obsolète, de la réglementation à l'égard du fournisseur par défaut¹³.

BRUGEL soulignait notamment, dans son dernier avis rendu sur le sujet, que la désignation d'un seul fournisseur en tant que fournisseur par défaut, ne s'inscrit pas dans la logique du marché libéralisé, d'autant plus qu'il s'agit du premier fournisseur en Belgique et à Bruxelles, disposant par ailleurs aujourd'hui de 73% de parts de marché. Le transfert des clients d'un fournisseur en faillite pourrait entraîner une concentration et une violation du droit européen de la concurrence, d'autant plus lorsque le portefeuille du fournisseur défaillant est important – voire moyen. A ce titre, les faillites de Belpower ne concernaient qu'un nombre limité de clients. Néanmoins, les crises traversées démontrent que le marché peut rapidement être mis à mal et que des fournisseurs plus importants peuvent également être défaillants, à l'image d'Octa+ en 2021.

Par ailleurs, la directive précitée prévoit expressément que ce rôle de fournisseur de dernier ressort peut être le département des ventes d'une entreprise verticalement intégrée qui assure également des fonctions de distribution. Cependant, si un tel exercice devait être exercé par un département de ventes de SIBELGA, le régulateur tient à souligner que dans ce cas les règles d'unbundling s'imposeraient.

Ainsi, selon BRUGEL, le régime de fourniture de dernier recours, devrait être fondé sur les principes suivants, en vigueur dans les deux autres régions :

- Le GRD est responsable de la fourniture de dernier recours.
- Le GRD peut poser un choix : soit il assure lui-même le service de fourniture de dernier recours, soit il externalise certaines tâches, soit l'entière de la fourniture de dernier recours, via l'organisation d'un marché public spécifique. L'organisation d'un tel marché public devrait s'accompagner de garanties permettant de s'assurer d'une concurrence suffisante, par exemple via la division en différents lots, afin de permettre à des fournisseurs de plus petite taille de prendre part au marché. Toutefois, il convient de relever que, nonobstant la mise en place de ce mécanisme, des incertitudes subsistent quant à la réussite de la procédure d'appel d'offres, notamment compte tenu du contexte actuel.
- Certaines exceptions pourraient être prévues dans le cas où le GRD n'est pas en mesure de transférer le portefeuille YMR.
- La durée de protection ne peut être supérieure à 6 mois, or en Région bruxelloise celle-ci est plus longue.

Le GRD pourrait organiser l'appel à candidatures avant toute situation d'urgence liée à la défaillance d'un fournisseur. Il est évident que le GRD soit responsable de l'organisation de cette procédure des conditions de la délégation dès lors qu'il s'agit de l'acteur qui dispose des moyens et expertises les plus adéquats pour ce faire. BRUGEL pourrait encadrer la procédure par des lignes directrices. Par ailleurs, BRUGEL appuierait le GRD concernant les modalités de mise en œuvre la fourniture de substitution, notamment concernant la protection des clients (résidentiels).

Comme indiqué plus haut, plusieurs fournisseurs pourraient être retenus comme fournisseur de dernier recours.

Par ailleurs, BRUGEL recommande au Gouvernement de solliciter un avis de l'autorité de la concurrence sur ce point.

Pour le surplus, BRUGEL renvoie aux recommandations qui avaient été formulées dans son avis 342, qui sont plus respectueuses des nouvelles dispositions de la directive 2024/1711.

Dès lors, BRUGEL recommande :

- De faire du GRD le responsable de la fourniture de dernier recours, à charge pour lui de choisir d'assurer lui-même ce service ou de l'externaliser en tout ou en partie, en prévoyant si nécessaires certaines exceptions ;
- De limiter la durée de protection à 6 mois ;
- De prévoir une procédure d'appel à candidature avant toute situation d'urgence liée à la défaillance d'un fournisseur, dont le GRD serait responsable. Dans ce cadre plusieurs fournisseurs pourraient être retenus comme fournisseurs de substitution
- De solliciter un avis de l'autorité de la concurrence sur ces questions ;
- De faire évoluer le régime de fournisseur de derniers recours en suivant les recommandations établies dans son avis n° 342 ;

4.3 Transition énergétique

4.3.1 Partage d'énergie

4.3.1.1 Modification de la définition de client actif

La directive 2024/1711 introduit une nouvelle définition du client actif dans la directive 2019/944. L'article 2, 8), se lit désormais comme suit :

« Un client final, ou un groupe de clients finals agissant conjointement, qui consomme ou stocke de l'électricité produite dans ses locaux situés à l'intérieur d'une zone limitée ou de l'électricité autoproduite ou partagée dans d'autres locaux, ou qui vend l'électricité qu'il a lui-même produite ou participe à des programmes de flexibilité ou d'efficacité énergétique, à condition que ces activités ne constituent pas son activité commerciale ou professionnelle principale ».

Cette définition introduit plusieurs nouveautés :

- Premièrement, il conviendrait de modifier la définition de client actif prévue à l'article 2, 55° de l'ordonnance, laquelle renvoie aux activités du client actif visées à l'article 13bis de l'ordonnance, en insérant la définition telle qu'elle est prévue au niveau européen.
- Ensuite, il conviendrait également de préciser la notion de "à l'intérieur d'une zone limitée ».

4.3.1.2 Modification de la définition de partage d'énergie

La directive 2024/1711 introduit une nouvelle définition du partage d'énergie dans la directive 2019/944. L'article 2, 10bis), se lit comme suit :

"Partage d'énergie : l'autoconsommation d'énergie renouvelable par les clients actifs :

- a) produite ou stockée hors site ou sur des sites communs au moyen d'une installation qu'ils possèdent, prennent en crédit-bail ou louent en tout ou en partie ; ou*
- b) dont le droit leur a été transféré par un autre client actif que ce soit à titre onéreux ou à titre gratuit ; »*

Il convient donc de modifier la définition du partage d'électricité prévue à l'article 2, 67° de l'ordonnance.

Une telle définition introduit un certain bouleversement au cadre en vigueur jusque maintenant en matière de partage d'énergie, notamment en introduisant le stockage directement dans la définition du partage. La volonté du législateur européen derrière une telle modification est, notamment, de permettre à de nouveaux consommateurs qui n'avaient auparavant pas la possibilité de devenir des clients actifs en raison de contraintes financières ou spatiales, de partager de l'énergie renouvelable (voy., *inter alia*, les considérants (22) et (23) de la directive). Hypothétiquement, avec une telle définition, un consommateur vivant dans une commune bruxelloise disposant d'une installation de stockage, mais pas d'une installation de production, pourrait stocker l'électricité renouvelable produite par un autre client actif vivant dans une autre commune bruxelloise, pour ensuite la partager avec encore un autre client actif vivant dans une autre commune bruxelloise, et devenir en ce sens lui-même client actif. Une telle nouveauté implique que les flux sortants des installations de stockage puissent être distingués, à tout le moins virtuellement, afin de s'assurer que l'électricité partagée soit bien uniquement l'électricité verte (et non pas l'électricité grise dont la batterie se chargerait directement depuis le réseau). Pour l'instant, le GRD ne dispose pas des moyens techniques permettant de distinguer de tels flux, et une telle nouveauté nécessitera donc une certaine préparation et un certain temps

d'adaptation. En ce sens, BRUGEL recommande que l'essentiel des considérations relatives à ce partage soient définies dans le Règlement technique, en prévoyant qu'un certain délai de mise en œuvre soit fixé, par le régulateur et le GRD en concertation.

Finalement, le régulateur souhaite préciser que, quand bien même la définition du partage visée au point 10 bis) fait référence à "l'autoconsommation d'énergie renouvelable", le partage se limite exclusivement au partage d'électricité renouvelable, compte tenu du fait que la directive 2019/944 établit les règles applicables au marché intérieur de l'électricité.

4.3.1.3 Introduction du droit au partage et implications sur les dispositions actuelles

Le cadre relatif au partage d'énergie fait l'objet de profondes modifications dans la directive 2024/1711. Notamment, la directive 2024/1711 insère un article 15bis prévoyant un **droit au partage** pour certaines catégories de clients finals.

Le considérant (23) de la directive 2024/1711 précise ce qui suit :

« Les clients actifs qui possèdent ou louent une installation de stockage ou de production devraient avoir le droit de partager leur production excédentaire à titre onéreux ou à titre gratuit et de donner à d'autres consommateurs les moyens de devenir des clients actifs, ou de partager l'énergie renouvelable produite ou stockée au sein d'installations louées conjointement ou détenues en copropriété, d'une capacité allant jusqu'à 6 MW, soit directement, soit par l'intermédiaire d'un tiers organisateur. Dans le cas des clients participant à des programmes de partage d'énergie plus importants que des petites et moyennes entreprises, la puissance installée de l'installation de production associée au programme de partage d'énergie devrait être d'un maximum de 6 MW et le partage d'énergie devrait avoir lieu dans une zone géographique locale ou limitée, telle qu'elle est définie par les États membres. Tout paiement afférent au partage de la production excédentaire à un prix peut être soit réglé directement entre clients actifs, soit automatisé par l'intermédiaire d'une plateforme d'échange de pair à pair. Les accords de partage d'énergie sont soit fondés sur un accord contractuel privé entre clients actifs, soit organisés par l'intermédiaire d'une entité juridique. Une entité juridique qui intègre les critères d'une communauté d'énergie renouvelable au sens de l'article 2, point 16), de la directive (UE) 2018/2001 ou d'une communauté énergétique citoyenne au sens de l'article 2, point 11), de la directive (UE) 2019/944 pourrait partager avec ses membres l'électricité produite à partir des installations dont elle a la pleine propriété. Le cadre de protection et d'autonomisation applicable au partage d'énergie devrait être particulièrement attentif aux clients vulnérables et aux clients en situation de précarité énergétique ».

L'article 15bis se lit comme il suit :

« 1. Les États membres veillent à ce que tous les ménages, petites et moyennes entreprises, organismes publics et, lorsqu'un État membre en a décidé ainsi, d'autres catégories de clients finals, ont le droit de participer au partage d'énergie en tant que clients actifs de manière non discriminatoire, dans la même zone de dépôt des offres ou dans une zone géographique plus limitée, suivant ce que ledit État membre a déterminé.

2. Les États membres veillent à ce que les clients actifs aient le droit de partager l'énergie renouvelable entre eux sur la base d'accords privés ou par l'intermédiaire d'une entité juridique. La participation au partage d'énergie ne constitue pas l'activité commerciale ou professionnelle principale des clients actifs qui participent au partage d'énergie.

3. Les clients actifs peuvent désigner un tiers comme organisateur du partage d'énergie aux fins suivantes :

a) communiquer sur les accords de partage d'énergie avec d'autres entités concernées, telles que les fournisseurs et les gestionnaires de réseau, y compris sur les aspects liés aux tarifs et redevances, taxes ou prélèvements applicables ;

b) fournir un soutien à la gestion et à l'équilibrage en aval des charges flexibles, de la production distribuée d'énergie renouvelable et des installations de stockage s'inscrivant dans le cadre de l'accord pertinent de partage d'énergie ;

c) passer des contrats et facturer les clients actifs participant au partage d'énergie ;

d) l'installation et l'exploitation, y compris les relevés et l'entretien, de l'installation de production d'énergie renouvelable ou de stockage.

L'organisateur du partage d'énergie ou un autre tiers peut posséder ou gérer une installation de stockage ou de production d'énergie renouvelable d'une capacité allant jusqu'à 6 MW sans être considéré comme un client actif, sauf s'il est un des clients actifs participant au projet de partage d'énergie. L'organisateur du partage d'énergie fournit des services non discriminatoires à des prix, tarifs et modalités transparents. En ce qui concerne le premier alinéa, point c), du présent paragraphe, les articles 10, 12 et 18 s'appliquent. Les États membres fixent le cadre réglementaire d'application du présent paragraphe.

4. Les États membres veillent à ce que les clients actifs participant au partage d'énergie :

a) aient le droit à ce que l'électricité partagée injectée dans le réseau soit déduite de leur consommation totale mesurée dans un intervalle de temps qui ne dépasse pas la période de règlement des déséquilibres et sans préjudice des taxes, prélèvements et redevances de réseau applicables non discriminatoires et reflétant les coûts ;

b) bénéficient de tous les droits et obligations des consommateurs en tant que clients finals au titre de la présente directive ;

c) ne soient pas tenus de se conformer aux obligations incombant aux fournisseurs, lorsque l'énergie est partagée entre ménages d'une puissance installée inférieure ou égale à 10,8 kW pour les ménages individuels et inférieure ou égale à 50 kW pour les immeubles comprenant plusieurs appartements ;

d) aient accès à des modèles de contrats volontaires assortis de conditions équitables et transparentes pour les accords de partage d'énergie ;

e) en cas de litige relatif à un accord de partage d'énergie, aient accès au règlement extrajudiciaire des litiges avec d'autres participants à l'accord de partage d'énergie conformément à l'article 26 ;

f) ne fassent pas l'objet d'un traitement injuste et discriminatoire de la part des acteurs du marché ou de leurs responsables d'équilibre ;

g) soient informés des possibilités de modification dans les zones de dépôt des offres conformément à l'article 14 du règlement (UE) 2019/943 et du fait que le droit de partager de l'énergie renouvelable est limité conformément au paragraphe 1 du présent article ;

h) notifient les accords de partage d'énergie aux gestionnaires de réseau et acteurs du marché concernés, y compris les fournisseurs concernés, soit directement soit par l'intermédiaire d'un organisateur de partage d'énergie.

Les États membres peuvent adapter le seuil visé au premier alinéa, point c), en fonction des éléments suivants :

a) dans le cas de ménages individuels, le seuil peut être augmenté jusqu'à 30 kW ;

b) dans le cas d'immeubles comprenant plusieurs appartements, le seuil peut être augmenté jusqu'à 100 kW ou, en cas de circonstances particulières dûment justifiées en raison d'une taille moyenne réduite des immeubles comprenant plusieurs appartements, réduit jusqu'à un minimum de 40 kW.

5. Lorsque des clients finals relevant d'autres catégories et participant à des programmes de partage d'énergie sont plus grands que des petites et moyennes entreprises, les conditions supplémentaires suivantes s'appliquent :

a) la puissance installée de l'installation de production associée au programme de partage d'énergie doit être au maximum de 6 MW ;

b) le partage d'énergie a lieu dans une zone géographique locale ou limitée, définie par l'État membre concerné.

6. Les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau de transport ou les gestionnaires de réseaux de distribution concernés ou d'autres organismes désignés :

a) surveillent, recueillent, valident et communiquent aux clients finals et aux acteurs du marché concernés, au moins une fois par mois, les données des relevés de consommation relatives à l'électricité partagée, conformément à l'article 23, et à cette fin, mettent en place les systèmes informatiques appropriés ;

b) fournissent un point de contact pertinent pour :

i) enregistrer les accords de partage d'énergie ;

ii) mettre à disposition des informations pratiques pour le partage d'énergie ;

iii) recevoir des informations sur les points de mesure pertinents, les changements de localisation et de participation ; et

iv) le cas échéant, valider les méthodes de calcul de manière claire, transparente et en temps utile.

7. Les États membres prennent des mesures appropriées et non discriminatoires pour faire en sorte que les clients vulnérables et les clients en situation de précarité énergétique puissent accéder aux programmes de partage d'énergie. Ces mesures peuvent comprendre des mesures de soutien financier ou des quotas de répartition de la production.

8. Les États membres veillent à ce que les projets de partage d'énergie détenus par des autorités publiques rendent l'électricité partagée accessible aux clients vulnérables et aux clients ou citoyens en situation de précarité énergétique. Ce faisant, les États membres mettent tout en œuvre pour que la quantité de cette énergie accessible soit au moins égale à 10 % en moyenne de l'énergie partagée.

9. Les États membres peuvent promouvoir l'introduction de mini-installations solaires prêtes à brancher d'une capacité inférieure ou égale à 800 W dans et sur les bâtiments.

10. La Commission fournit des orientations aux États membres, sans alourdir la charge administrative, afin de faciliter la mise en place d'une approche normalisée en ce qui concerne le partage d'énergie et d'assurer des conditions de concurrence équitables pour les communautés d'énergie renouvelable et les communautés énergétiques citoyennes.

11. Le présent article est sans préjudice du droit des clients de choisir leur fournisseur conformément à l'article 4 et aux règles nationales applicables en matière d'autorisation des fournisseurs ».

Il conviendra dès lors d'opérer plusieurs changements dans l'ordonnance :

- L'introduction d'un droit au partage introduit plusieurs modifications importantes par rapport au cadre prévu actuellement par l'ordonnance, élargissant considérablement les cas de figure dans lesquels un client actif peut participer à une activité de partage. Dans de telles

circonstances, plusieurs modifications importantes doivent être apportées à l'article 13bis de l'ordonnance, lequel traite des activités du client actif.

A ce stade, l'article 2, 67° de l'ordonnance conditionne le partage d'électricité au fait d'être soit 1° des clients actifs agissant conjointement (donc partageant de l'électricité au sein d'un même bâtiment), soit 2° membre d'une communauté d'énergie. Par ailleurs, l'article 13bis de l'ordonnance, énumérant les activités potentielles du client actif, permet à ce dernier de 1° soit partager de l'électricité avec d'autres clients actifs agissant conjointement, 2° soit vendre de l'électricité par l'intermédiaire d'un échange de pair-à-pair, pour autant que l'activité d'achat ne concerne qu'un seul client actif (lorsque plusieurs clients actifs sont impliqués dans l'activité d'achat, le client actif doit passer par un intermédiaire, ou est soumis aux obligations à charge des fournisseurs). Dans ce contexte, il conviendrait de :

- o Maintenir la notion de client actif, moyennant la modification de sa définition pour être conforme au cadre européen.
- o Maintenir la possibilité pour le client actif d'être *prosumer* (article 13bis, § 1^{er}, 1°).
- o Maintenir la possibilité pour le client actif de stocker de l'électricité, en introduisant la subtilité que celle-ci peut être (1) "*produite dans ses locaux*", (2) "*autoproduite dans d'autres locaux*" ou (3) "*partagée dans d'autres locaux, conformément au § [...]*" (avec un renvoi au nouveau paragraphe de l'article traitant du partage d'électricité, voy. *infra*), conformément à la nouvelle définition de client actif prévue à l'article 2, 8) de la directive (UE) 2019/944.
- o Maintenir la possibilité pour le client actif de participer à des services de flexibilité, etc.
- o Maintenir la notion de "*clients actifs agissant conjointement*", dans la mesure où l'article 21 de la directive (UE) 2018/2001 prévoit toujours la notion "*d'autoconsommateurs d'énergie renouvelables*", et où le § 4 de l'article vise spécifiquement le cas des autoconsommateurs agissant de façon collective qui exercent collectivement les activités de production, de consommation, de stockage et de vente, et organisent entre eux un partage d'énergie, au sein d'un même bâtiment. Dans de telles circonstances, le paragraphe de l'article 13bis concernant les clients actifs agissant conjointement devrait maintenir la possibilité pour d'organiser un partage d'électricité entre eux, au sein du même bâtiment, sans aucune restriction quant à la limitation de puissance ni quant au type de client final pouvant être "*un client actif agissant conjointement*", puisque l'article 21 de la directive (UE) 2018/2001 demeure inchangé en la matière, et que le "*partage*" visé à l'article 21, § 4, de la directive (UE) 2018/2001 n'est pas être soumis aux restrictions visées à l'article 15bis de la directive (UE) 2019/944, les cas de figure traités par les deux dispositions étant différents (en d'autres termes, ce type de partage est en tout état de cause ouvert aux grandes entreprises, et autorisé pour tout type de puissance, le droit européen ne prévoyant pas de restrictions en la matière).

Toutefois, pour davantage de clarté, il conviendrait de modifier les termes prévus par l'article 13bis, § 1^{er}, 4°, permettant au client actif de "*partager de l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables conformément au paragraphe 6*" (le § 6 traitant précisément des clients actifs agissant conjointement), puisque le partage dépasse dorénavant largement le cas des clients actifs agissant conjointement, en remplaçant ces termes soit par :

« Partager de l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables conformément au paragraphe 6 ou au paragraphe [...] », en renvoyant au nouveau paragraphe traitant du droit au partage.

Ou

« Partager de l'électricité avec d'autres clients actifs agissant conjointement situés dans le même bâtiment, conformément au § 6 ».

- o Ensuite, consacrer le droit au partage à proprement parler, en insérant un § à l'article 13bis de l'ordonnance, octroyant le droit, au client actif, de partager de l'électricité, soit par l'intermédiaire d'accords privés, soit par l'intermédiaire d'une structure juridique, pour autant que le partage d'énergie ne constitue pas leur activité commerciale ou professionnelle principale. Concernant les balises entourant ce droit au partage, celles-ci sont analysées *infra*.
- o Finalement, concernant l'achat d'électricité autoproduite excédentaire et, notamment, l'échange de pair-à-pair (article 13bis, § 1er, 3°) : l'article 2, 18) de la directive (UE) 2018/2001, n'ayant pas été modifiée sur cet aspect-là, définit l'échange de pair-à-pair comme il suit : *“la vente d'énergie renouvelable entre participants au marché sur la base d'un contrat contenant des conditions préétablies régissant l'exécution et le règlement automatiques de la transaction soit directement entre les participants au marché, soit indirectement par l'intermédiaire d'un participant au marché tiers certifié, par exemple un agrégateur. Le droit d'effectuer des échanges de pair à pair est sans préjudice des droits et obligations des parties concernées en tant que clients finals, producteurs, fournisseurs ou agrégateurs”*. Dans la mesure où cette notion concerne tous les participants au marché de l'électricité, et pas uniquement les clients finals / clients actifs, il serait souhaitable de modifier l'article 2, 68°, de l'ordonnance électricité, afin de clarifier cet aspect et de ne pas limiter l'échange de pair-à-pair aux clients actifs. Pour le reste, il n'est pas nécessaire de modifier l'article 13bis, § 3, de l'ordonnance, lequel régit l'échange de pair à pair entre clients actifs, les règles applicables en la matière demeurant inchangées.
- o En ce qui concerne le droit au partage, il est souhaitable que le nouveau paragraphe de l'article 13bis, réglementant celui-ci, intègre toute une série de balises prévues par le droit européen :
 - L'article 15bis, § 1er, de la directive précitée, permet aux Etats membres de préciser les catégories de clients finals qui ont le droit de partager de l'énergie : la directive prévoit qu'il s'agit au moins des ménages, des petites et moyennes entreprises, ainsi que des organismes publics, et laisse l'opportunité aux états membres de décider s'il convient d'élargir ce droit à d'autres catégories de clients finals. Dans de telles circonstances, le législateur devrait dans un premier temps définir cette notion d'organisme public²⁴. Ensuite, le législateur devrait se positionner sur la possibilité, pour les grandes entreprises, de participer à des activités de partage d'énergie : si cette possibilité est ouverte, il convient d'encadrer celle-ci, notamment au regard des profits qui pourraient être captés par les grandes entreprises dans la réalisation de ce type d'activité. Néanmoins, il convient de noter que certaines grandes entreprises peuvent avoir les fonds

²⁴ A cet égard, le régulateur favorise une interprétation large de la notion, la directive européenne ne définissant pas celle-ci. Par exemple, en ayant égard à la notion d'organismes de droit public en droit européen (*voy. infra*) ; une interprétation, plus restrictive, serait de se référer à la notion de « *pouvoir public* » telle que définie dans la CoBrACE (*voy. article 1.3.1, 4°*).

ainsi que les surfaces nécessaires pour placer une grande quantité d'installations photovoltaïques, et que cela peut permettre d'augmenter tant le développement du renouvelable que du partage en Région de Bruxelles-Capitale. Les bénéfices pour le réseau devenant plus importants à partir du moment où un taux de pénétration de 20 % du partage est constaté, il semble qu'il soit intéressant de considérer cette option. Toutefois, dans une telle hypothèse, il conviendrait d'exclure les entreprises dont l'énergie est le domaine d'activité commerciale ou professionnelle principal.

S'il est décidé d'ouvrir le droit au partage aux grandes entreprises, les limitations prévues par l'article 15 *bis*, § 5, de la directive devront alors être d'application : la puissance installée de l'installation de production ne peut pas dépasser 6 MW, et le partage d'énergie doit nécessairement avoir lieu dans une zone géographique locale et limitée. A cet égard, BRUGEL recommande que la zone géographique locale et limitée soit également définie comme la Région de Bruxelles-Capitale.

Dans un souci de précision et afin d'éviter toute ambiguïté, le régulateur tient à préciser que même s'il est prévu d'élargir le droit au partage aux grandes entreprises, celles-ci ne pourraient toujours pas être membres de communautés d'énergie locales ou renouvelables, la définition des CER prévue par la directive (UE) 2018/2001 demeurant inchangée. Dans de telles circonstances, si des grandes entreprises étaient amenées à organiser un partage par l'intermédiaire d'une entité juridique, conformément à l'article 15 *bis*, § 2, de la directive précitée, cette entité juridique ne pourrait en tout état de cause pas être considérée comme une communauté d'énergie locale ou renouvelable et, partant, ne pourrait pas entreprendre d'autres activités propres à ces entités (par exemple, fournir des services de flexibilité ou des services énergétiques ; à moins, bien entendu, qu'il ne s'agisse d'une communauté d'énergie citoyenne).

- L'article 15 *bis*, § 1er, prévoit que le droit au partage est soit limité à la même zone de dépôt des offres (donc, tout le territoire de la Belgique dans notre cas), soit à une "zone géographique plus limitée", selon ce que l'Etat membre décide. Afin d'assurer une bonne transposition de la directive, il est nécessaire de s'accorder avec les autres entités belges, notamment s'il est finalement prévu d'ouvrir le droit au partage à tout le territoire belge, ce qui nécessiterait probablement un accord de coopération au sens de l'article 92 *bis* de la loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980²⁵. Toutefois, dans l'attente d'une telle coordination, BRUGEL recommande de limiter le droit au partage au territoire de la Région de Bruxelles-Capitale, notamment pour des contraintes techniques.
- L'article 15 *bis*, § 2, précise que ce droit au partage peut s'exercer par l'intermédiaire d'accords privés ou par l'intermédiaire d'une entité juridique. Le régulateur insiste sur l'importance de bien baliser, au sein de l'ordonnance, la notion « d'accords privés », afin de s'assurer que les conventions conclues pour le partage d'énergie soient assorties de conditions équitables et transparentes, et reprennent bien, de façon claire, l'entièreté des droits et obligations des parties. En ce sens, les balises prévues actuellement par l'article 13 *bis*, §§ 8 et 9,

²⁵ Avis du Conseil d'Etat 70.296/3 du 19 novembre 2021, point 5.3

de l'ordonnance semblent être suffisamment équitables et protectrices des clients actifs. Le nouveau paragraphe de l'article 13bis traitant de ce nouveau droit au partage pourrait donc renvoyer expressément aux §§ 8 et 9 de l'article 13bis. Selon le régulateur, il est important que les balises prévues par ces deux paragraphes soient applicables lorsque le droit au partage est exercé, tant par l'intermédiaire de simple accords privés, que par l'intermédiaire d'une entité juridique (puisque, lorsque ces entités juridiques ne sont pas des communautés d'énergie au sens de l'ordonnance et du droit européen, aucune balise claire n'est prévue).

A cet égard, le § 4, d), de l'article 15bis, prévoit que les clients actifs doivent pouvoir avoir accès à des modèles de contrats volontaires assortis de conditions équitables et transparentes pour les accords de partage d'énergie. Le régulateur considère qu'il n'est pas nécessaire de prévoir une précision explicite à cet égard dans l'ordonnance, mais qu'il serait donc opportun que le Facilitateur Partage et Communautés d'énergie mette à disposition des modèles adaptés au droit au partage, dans la mesure où ceux-ci sont susceptibles de faciliter significativement le travail des clients actifs et d'encourager un recours accru au partage d'énergie. A titre d'information, le régulateur observe que, dans le cadre des communautés d'énergie, un grand nombre de structures recourent aux modèles de documents mis à disposition – tant pour les statuts que pour les conventions – contribuant de manière notable à simplifier leurs démarches.

- Le § 4, a), de l'article 15bis, prévoit que les clients actifs participant au partage d'énergie doivent avoir *“le droit à ce que l'électricité partagée injectée dans le réseau soit déduite de leur consommation totale mesurée dans un intervalle de temps qui ne dépasse pas la période de règlement des déséquilibres”*, laquelle est de quinze minutes²⁶. Dans la mesure où, dans le régime bruxellois actuel, cette période de quinze minutes s'applique tant au partage réalisé au sein des CE, qu'au partage des clients actifs agissant conjointement et qu'au partage réalisé par l'intermédiaire de ce nouveau droit au partage, il est préférable de préciser *« sur une même période quart-horaire »* directement au sein de la nouvelle définition du partage d'énergie, de façon similaire à ce que prévoit l'actuelle définition du partage d'énergie à l'article 2, 67° de l'ordonnance électricité.
- Ensuite, le § 4, c), de l'article 15bis prévoit que les clients actifs participant au partage sont exempts des obligations incombant aux fournisseurs lorsque l'énergie est partagée entre ménages d'une puissance installée inférieure ou égale à 10,8 kW pour les ménages individuels, et inférieure ou égale à 50 kW pour les immeubles comprenant plusieurs appartements. Il conviendra donc d'introduire cette précision dans le § de l'article 13bis traitant du droit au partage, en instaurant une première distinction entre les ménages, d'une part, et les autres clients actifs, d'autre part, ces derniers devant en tout état de cause disposer d'une licence de fourniture. Ensuite, en introduisant une seconde distinction entre les ménages pour lesquels l'électricité partagée est inférieure ou égale à 10,8 kW / 50 kW, et les ménages pour lesquels l'électricité partagée est supérieure, les seconds étant soumis aux obligations à charge des fournisseurs et devant donc disposer d'une licence de fourniture. En tout état

²⁶ Règlement (UE) 2017/2195, article 53.

de cause, ces subtilités n'empêchent pas les ménages pour lesquels l'électricité partagée dépasse ces seuils de puissance, ou les clients actifs ne répondant pas à la qualification de "ménage" (voy. Art. 2, 30°, de l'ordonnance électricité ; par exemple, les PME, ou les pouvoirs publics), d'intégrer une communauté d'énergie afin de pouvoir partager de l'énergie sans être soumis aux obligations à charge des fournisseurs, ou d'organiser entre eux un échange de pair à pair (pour autant, bien entendu, que les conditions de l'article 13bis soient respectées), la licence de fourniture n'étant pas nécessaire dans une telle hypothèse, pour autant que l'échange ne concerne que deux clients actifs (« *one to one* »).

L'article 15bis, § 4, al. 2, de la directive précitée prévoit la possibilité pour les Etats membres d'augmenter les seuils de puissance susmentionnés. BRUGEL estime toutefois qu'il n'est pas nécessaire de les augmenter à Bruxelles, compte tenu de la taille des projets de partage d'énergie en Région de Bruxelles-Capitale (à titre illustratif, actuellement, près de la moitié des communautés d'énergie à Bruxelles ont un partage d'énergie inférieur à 50 kW, là où l'autre moitié ont un partage d'énergie supérieur à 50 kW). Le régulateur estime qu'il est préférable qu'au-delà d'un certain seuil, un certain « *contrôle* » demeure, que ce soit par le biais d'une communauté d'énergie, ou par le biais d'une licence de fourniture.

- L'article 15bis, § 3, de la directive précitée, permet aux clients actifs de désigner un tiers comme organisateur du partage d'énergie, à plusieurs fins (*inter alia*, le paragraphe mentionne le fait de communiquer sur les accords de partage d'énergie, de fournir un soutien à la gestion et à l'équilibrage, de passer des contrats et de facturer les clients actifs, d'installer et d'exploiter les installations de stockage, etc.). A ce stade, l'article 13bis, § 7, de l'ordonnance électricité introduit la notion "d'interlocuteur unique", lequel peut être soit le client actif titulaire du point d'injection lui-même, soit une tierce partie désignée par celui-ci. Cet interlocuteur unique est responsable de la communication avec le GRD, ses activités étant détaillées de façon plus précise dans le Règlement technique électricité (voy. articles 4.62 et suivants ; mentionnons, à titre d'exemple, la communication de la convention de partage au GRD, l'envoi du formulaire de partage d'électricité, l'ajout d'un nouvel URD à l'activité de partage, etc.). Les activités de l'organisateur du partage telles que visées par l'article 15bis, § 3, de la directive, sont toutefois nettement plus étendues. Il conviendra donc de préciser les activités du tiers désigné comme organisateur du partage / interlocuteur unique à l'article 13bis, § 7, de l'ordonnance électricité, en précisant bien que ce tiers peut "*posséder ou gérer une installation de stockage ou de production d'énergie renouvelable d'une capacité allant jusqu'à 6 MW sans être considéré comme un client actif, sauf s'il est un des clients actifs participant au projet de partage d'énergie*", conformément à l'article 15bis, § 3, al. 2, de la directive précitée.
- Le § 6 de la disposition consacre une obligation de gestion des données relevant du partage dans le chef du GRD, ou "*d'autres organismes désignés*", comprenant notamment la surveillance, le recueil, la validation et la communication de ces données aux clients finals ainsi qu'aux acteurs du marché concernés, au moins une fois par mois. Le paragraphe précise également que le GRD ou l'autre organisme désigné fournisse un point de contact pour enregistrer les accords

de partage d'énergie, mettre à disposition des informations pratiques pour le partage, recevoir des informations sur les points de mesures, les nouveaux participants, etc. A ce stade, l'article 7, 14° de l'ordonnance électricité prévoit que le GRD assure un rôle de facilitateur en ce qui concerne les activités de partage, ce qui comprend notamment *“la mesure des flux d'électricité, la gestion des données de comptage, le calcul de la répartition des volumes partagés sur une même période quart-horaire”*, etc. A cet égard, le régulateur considère, comme exposé *infra*, qu'il serait préférable de prévoir une section de l'ordonnance dédiée aux obligations du GRD en tant que gestionnaire des données, afin de clarifier les obligations qui incombent en son chef, et de prévoir de ce fait un article relatif aux obligations relatives à la gestion des données découlant des activités de partage. Les éléments énumérés au point b) du § 6, eux, sont détaillés davantage dans le Règlement technique électricité. Le régulateur n'a pas de remarques à formuler à cet égard.

- Finalement, le régulateur tient à préciser que des tarifs préférentiels pourraient être prévus également dans le contexte de l'exercice du droit au partage conformément à l'article 15bis de la directive précitée, selon le périmètre du partage, afin de favoriser la proximité du partage²⁷ ; cela dépendra toutefois des résultats de l'évaluation coûts-avantages périodique relative aux communautés d'énergie et au partage d'électricité, menée conformément à l'article 30bis, § 2, 36° de l'ordonnance électricité. Cette remarque n'appelle toutefois aucune modification législative.

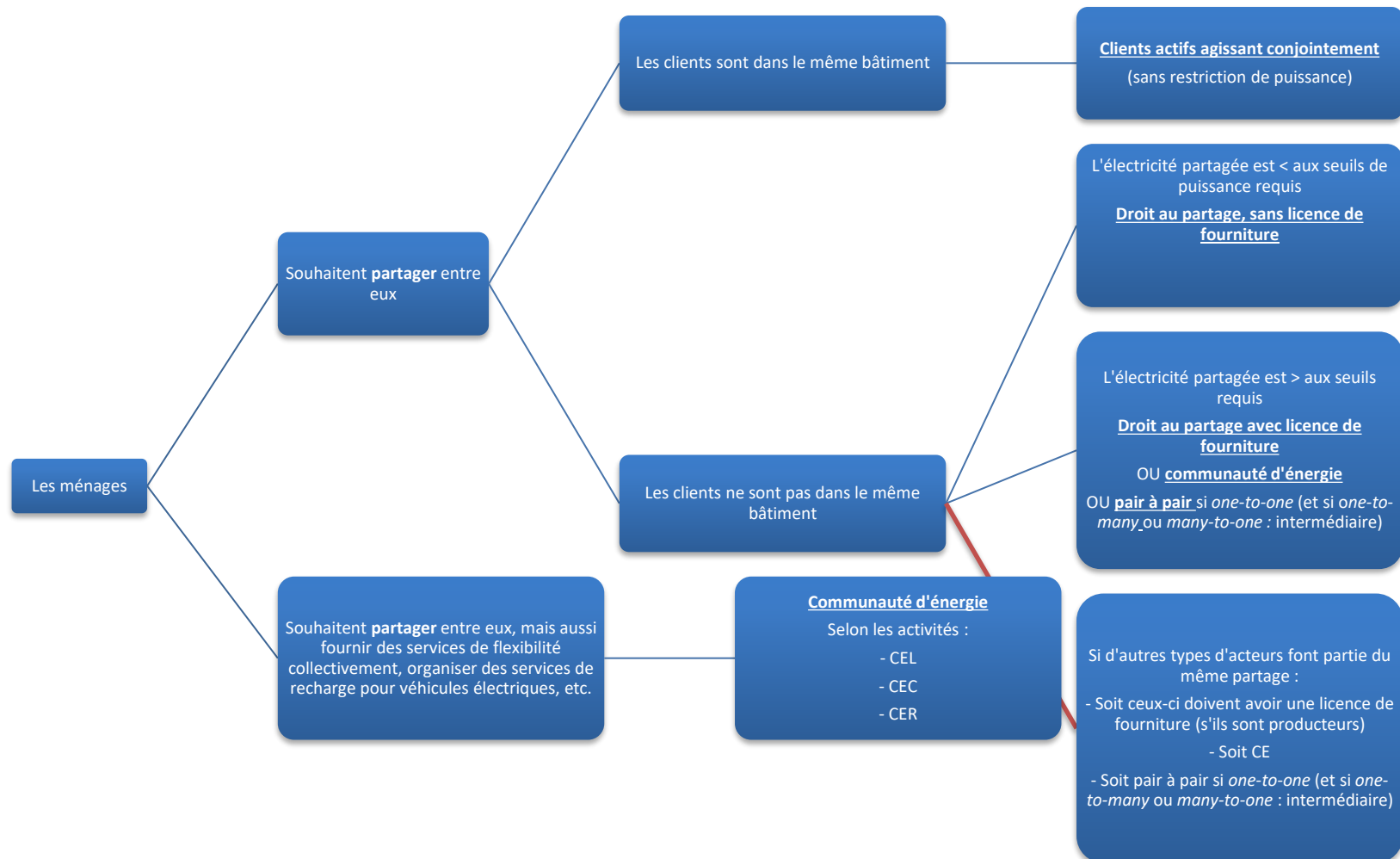
Compte tenu de ces changements, voici un aperçu des nouvelles options s'offrant aux clients actifs²⁸ :

²⁷ <https://www.sibelga.be/fr/raccordements-compteurs/tarifs/tarifs-utilisation-du-reseau/tarifs-de-distribution-electricite>.

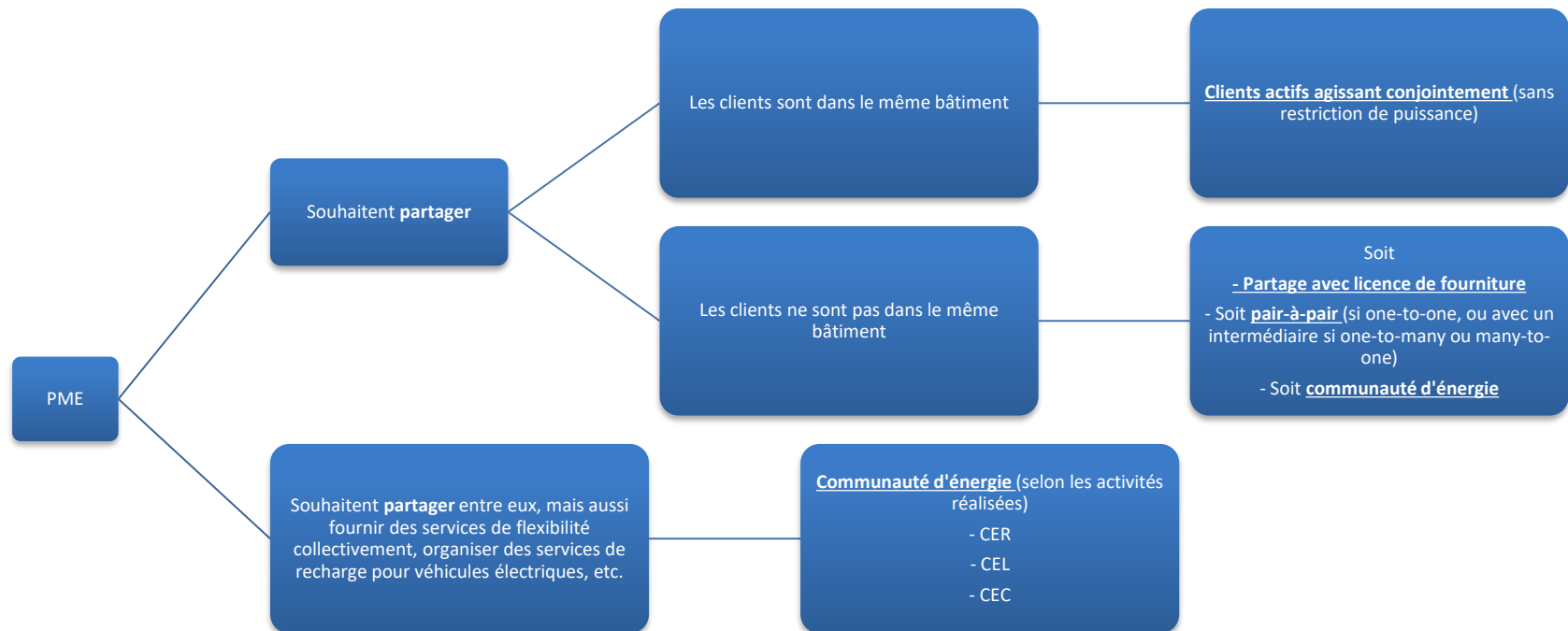
²⁸ Ces schémas ont été élaboré afin de faciliter la compréhension des clients actifs sur ce qu'ils peuvent et ce qu'ils ne peuvent pas faire. Pour autant, ces schémas ne sont pas strictement exacts sur le plan juridique : l'échange de pair à pair n'est pas une forme de partage à proprement parler, mais celui-ci a été intégré dans les schémas afin de permettre aux clients actifs de savoir quel type d'activité ceux-ci peuvent mener et selon quelles conditions, si ces derniers souhaitent vendre et / ou partager de l'électricité.

Par ailleurs, il ne faut pas interpréter ces schémas comme impliquant que les ménages peuvent uniquement partager entre eux, les PME entre elles, et les grandes entreprises entre elles ; il est tout à fait possible d'envisager un partage impliquant tous ces types d'acteurs, ensemble ; les présents schémas visent davantage à guider, individuellement, les ménages, PME et grandes entreprises vers ce qu'ils peuvent faire, et ce qu'ils ne peuvent pas faire.

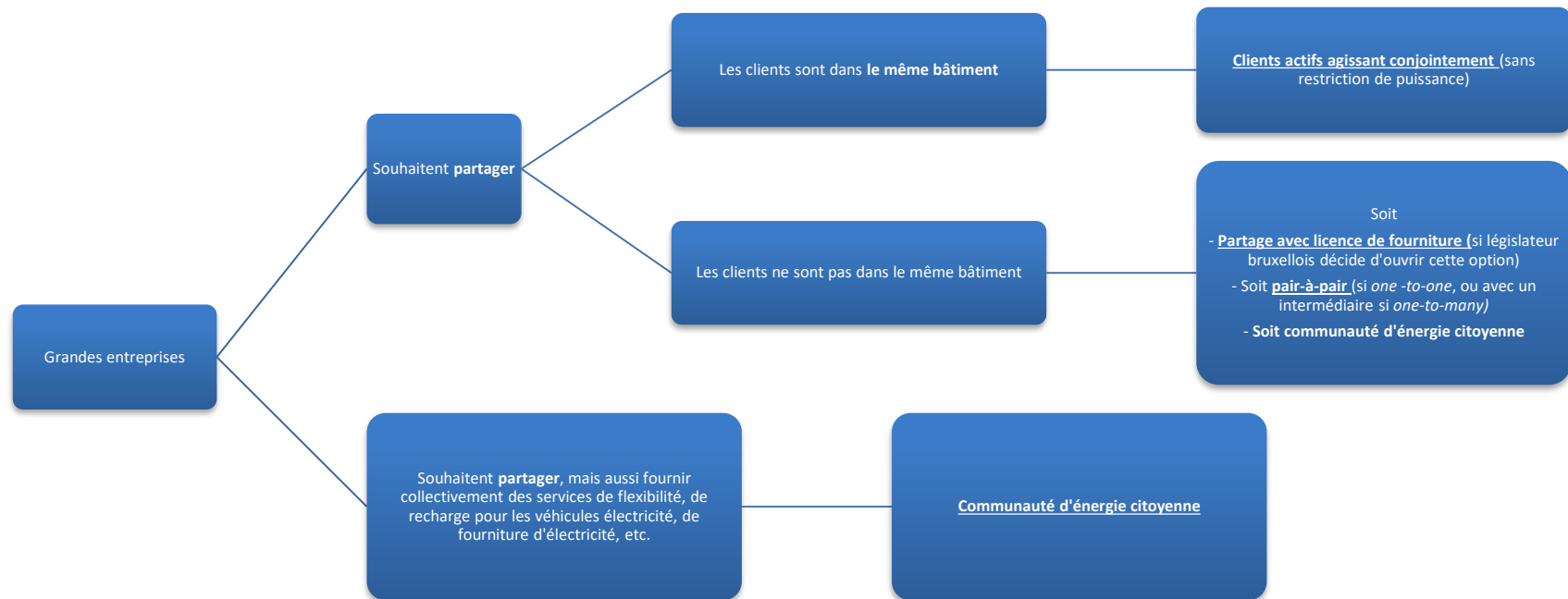
I. Les ménages



2. Les PME



3. Les grandes entreprises



- Le § 7 de l'article recommande que les Etats membres prennent des mesures appropriées pour faire en sorte que les clients vulnérables et les clients en situation de précarité énergétique puissent accéder aux programmes de partage d'énergie, étant entendu que ces mesures peuvent comprendre des mesures de soutien financier ou des quotas de répartition de la production.

La notion de précarité énergétique est insérée à l'article 2, 24^{ter} de la directive (UE) 2019/944 par l'article 2 de la directive (UE) 2024/1711, lequel renvoie à la définition prévue à l'article 2, point 52), de la directive (UE) 2023/1791. En Belgique, cette définition est reprise à l'article 2, § 2, 1^o de l'arrêté royal du 19 avril 2024 établissant les critères pour évaluer le nombre de ménages en situation de précarité énergétique. Dans la mesure où la protection des consommateurs est une compétence fédérale²⁹, il convient de définir la notion de client en situation de précarité énergétique au sein de l'ordonnance en renvoyant à la définition prévue au niveau fédéral. La notion de client vulnérable, elle, est définie à l'article 2, 16^o *quinquies* de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité. Eu égard à la répartition des compétences, il convient également de renvoyer, au sein de l'ordonnance électricité, directement à la définition prévue par la loi fédérale³⁰.

La mise en œuvre du § 7, elle, dépend des mesures concrètes choisies. Concernant l'introduction d'un tarif préférentiel en faveur de ce type de clients (par exemple, un montant équivalent au tarif social), il s'agit, en principe, d'une compétence fédérale, compte tenu de la compétence de l'autorité fédérale en matière de politique de prix³¹. Toutefois, le régulateur souhaite partager sa volonté que les clients vulnérables et les clients en situation de précarité énergétique soient pris en compte le plus possible dans le cadre de la transition énergétique et que, dans ce cadre, un tarif social spécifique puisse par exemple être appliqué pour l'énergie partagée (ou alors, prévoir que le tarif appliqué sur la composante d'énergie partagée ne puisse en tout état de cause pas être supérieur au tarif

²⁹ Loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980, article 6, § 1^{er}, VI, al. 4, 2^o.

³⁰ A cet égard, le régulateur souligne que la définition actuellement prévue au niveau fédéral est la suivante : « *client vulnérable : tout client protégé résidentiel au sens du point 16^o quater, ainsi que tout client final considéré comme vulnérable par les Régions* » ; l'article 25septies, § 5, de l'ordonnance électricité, lui, établit que « *tout client protégé est un client vulnérable au sens de la directive (UE) 2019/944 [...]* » ; toutefois, compte tenu de l'arrêt n° 14/2024 rendu par la Cour Constitutionnelle en date du 25 janvier 2024, par lequel celle-ci annule les articles 2 à 5 du décret de la Région wallonne du 22 septembre 2002, il semble que le statut de client protégé régional soit en réalité contraire aux règles répartitrices des compétences, et qu'il ne devrait donc pas exister. Il est donc pertinent de se poser la question de savoir dans quelle mesure est-ce que la notion de client protégé régional peut contribuer à définir la notion de client vulnérable au niveau fédéral.

³¹ Loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980, article 6, § 1^{er}, VII, alinéa 2, d) ; à cet égard, les travaux préparatoires de l'article 18 de la loi spéciale du 6 janvier 2014 relative à la Sixième Réforme de l'Etat indique que « *en vertu du nouvel article 6 6, § 1^{er}, VI, alinéa 5, 3^o, de la loi spéciale du 8 août 1980 de réformes institutionnelles, la politique des prix en matière de fourniture d'électricité et de gaz, **en ce compris la politique sociale des prix**, continuera à relever de la compétence exclusive de l'autorité fédérale. Ceci ne porte préjudice ni aux compétences des régions d'imposer des obligations de service public liées à leurs compétences, ni à leur compétence en matière de tarifs de distribution* » (Doc. parl., Sénat, 2012-2013, n° 5-2232, p. 103). Dans de telles circonstances, la politique des prix relève donc bien de l'autorité fédérale, et la compétence des régions pour les tarifs de distribution constitue une exception d'interprétation stricte.

social³²) ; dans la mesure où la législation régionale n'est pas le moyen approprié pour une telle mise en œuvre, le régulateur exprime son souhait que les discussions continuent au sein du groupe de travail CONCERE avec l'autorité fédérale, afin que le prix de l'énergie partagée pour les clients en question ne puisse pas dépasser le tarif social.

Le régulateur souhaite également porter à l'attention du pouvoir politique la possibilité d'envisager l'introduction de quotas de répartition de la production au bénéfice de ces clients, dans le cadre de projets de partage à caractère privé. Il estime toutefois qu'il ne lui appartient pas de se prononcer sur l'opportunité d'une telle mesure, cette appréciation relevant de la compétence du pouvoir politique, auquel il appartient d'apprécier l'opportunité d'une telle orientation en veillant à assurer un juste équilibre entre les intérêts en présence.

Pour le reste, la mise en œuvre concrète de ce paragraphe devra certainement attendre l'adoption des recommandations de la commission, conformément à l'article 15bis, § 10, de la directive précitée, afin de savoir quelles mesures concrètes adopter.

- Le § 8 de l'article 15 bis prévoit que les projets de partage d'énergie détenus par des autorités publiques rendent l'électricité partagée accessible aux clients vulnérables ainsi qu'aux clients et citoyens en situation de précarité énergétique, étant entendu que les Etats membres doivent faire en sorte que la quantité de cette énergie accessible soit au moins égale à 10 % en moyenne de l'énergie partagée. Même si ce paragraphe relève davantage de la mise en œuvre, celui-ci imposant une moyenne de 10 %, le régulateur estime qu'il est important que le paragraphe bénéficie d'une certaine assise au sein de l'ordonnance, en prévoyant par exemple un quota *minimum* de répartition de la production au bénéfice des clients visés par le § 8, lorsque les projets de partage sont détenus par des autorités publiques. A nouveau, il conviendra tout d'abord de renvoyer aux définitions de client vulnérable, client en situation de précarité énergétique, et citoyen en situation de précarité énergétique, prévues dans d'autres législations³³. Ensuite, il conviendra de clarifier la notion de "projets détenus par des autorités publiques". Afin de s'assurer que les publics précarisés puissent être véritablement partie à la transition énergétique, le régulateur recommande que les projets détenus par des autorités publiques visent tant les projets de partage dans lesquels un client actif participant au partage est une autorité publique, que les projets de partages mis en place au sein de communautés d'énergie, au sein desquelles une autorité publique est présente, que ce soit simplement à titre de membre de la communauté ne participant pas au partage, ou à titre de participant producteur ou consommateur. En effet, le § 8 ne vise pas expressément les communautés d'énergie, mais dans la mesure où

³² Le régulateur serait davantage favorable à cette option d'un « *maxima* », plutôt que d'un tarif fixe, dans la mesure où une très grande partie des opérations de partage à Bruxelles aujourd'hui prévoient déjà un partage à un prix inférieur que le tarif social ; à titre illustratif, près de trois quarts des communautés d'énergie à Bruxelles partagent l'électricité à un prix inférieur au tarif social.

³³ A cet égard, le régulateur attire l'attention sur le fait que le public visé par le § 8 est d'autant plus large que celui visé au § 7, le § mentionnant également les « *citoyens en situation de précarité énergétique* », et ne se limitant de ce fait pas aux simples clients. Il conviendra donc de ne pas se limiter aux clients, en tant que personnes physiques ou morales achetant de l'électricité pour leur propre usage, mais de tenir également compte de toutes les personnes ne disposant pas d'un contrat de fourniture (soit les autres membres du ménage, mais également toutes les personnes vivant dans des structures collectives et n'étant donc pas des clients au sens de l'ordonnance, par exemple les résidents de foyer, de centres d'hébergement, de maisons de retraite, de centres d'accueil pour demandeurs d'asile, etc.) ; il conviendra donc d'encourager le partage également au sein de ces structures.

l'objectif poursuivi est que le *total* de l'énergie partagée puisse être égal à 10% en moyenne, il convient de tenir compte des opérations de partage sous toutes leurs formes.

Finalement, certains acteurs soulignent que l'introduction d'une forme de quota de répartition de la production en faveur de publics précarisés au sein de l'ordonnance, lorsque des autorités publiques sont actives dans les projets de partage, constituerait également un levier pour redonner à ces autorités une certaine forme de légitimité renforcée. Cela permettrait en effet de réaffirmer leur rôle dans des projets où elles sont, par principe, placées sur un strict pied d'égalité avec les autres parties prenantes, perdant ainsi les attributs distinctifs de leur statut d'autorité publique³⁴.

De même que pour le § 7, la mise en œuvre du § 8 sera très certainement facilitée par l'adoption des recommandations de la commission, conformément à l'article 15bis, § 10, de la directive précitée.

- Finalement, la directive prévoit la possibilité pour les Etats membres de promouvoir l'installation de mini-installations solaires prêtes à brancher d'une capacité inférieure ou égale à 800 W dans et sur les bâtiments. A cet égard, BRUGEL a approuvé le 8 octobre 2024 les prescriptions techniques C10/I1 de Synergrid, permettant le raccordement des unités de production décentralisée ou des batteries sans connexion fixe (entre autres, une connexion par prise de courant avec cordon), autorisant donc le déploiement de telles installations depuis le 17 avril 2025. Ainsi, BRUGEL considère qu'il serait souhaitable qu'une disposition visant expressément ces installations soit intégrée dans l'ordonnance, dans la mesure où ces installations permettent de promouvoir davantage de participation citoyenne dans la transition énergétique, notamment pour les personnes n'ayant pas de toiture adaptée pour des installations classiques, et de réduire les charges administratives liées aux installations de production classiques, l'appareil étant facile d'utilisation, moins cher, et de petite taille. Cela étant dit, il y a beaucoup de discussions quant à la sécurité de telles installations, ainsi qu'à la rentabilité économique de celles-ci (elles ne seraient rentables qu'à partir de 40% d'autoconsommation, et pour une installation de 800 W, il n'y aurait de retour sur investissement qu'après 7 à 11 ans).

Finalement, le considérant (25) de la directive invite les autorités de régulation à établir la méthode de calcul des tarifs de réseau pour l'injection d'électricité provenant de ces mini-installations prêtes à brancher, étant entendu que ces tarifs pourraient être très bas, voir nuls, tout en reflétant les coûts et en étant transparents et non-discriminatoires : en Région de Bruxelles-Capitale, à ce stade, le tarif applicable pour l'injection est de zéro euro pour la période tarifaire en cours. Cependant, si le régulateur devait revoir son approche, cette recommandation serait prise en considération dans son analyse.

Finalement, en dehors du nouveau cadre légal européen, BRUGEL souhaiterait également que la notion de "*pouvoir public*" visée à l'article 28sexies de l'ordonnance à propos des communautés d'énergie locales soit définie au sein de l'ordonnance, dans un souci de clarté³⁵. En l'absence de définition claire au sein de l'ordonnance, jusqu'alors, il était généralement fait égard à la définition prévue à l'article

³⁴ Cela permettrait par exemple à une autorité publique d'accepter de rentrer dans un projet de partage et de ce fait de soutenir celui-ci, en imposant donc la condition que l'énergie partagée puisse être partagée à concurrence de x % à des publics précarisés.

³⁵ Le fait que le cadre européen intègre les nouvelles notions de « *autorités publiques* » et « *organismes publics* » est en effet l'occasion que toutes ces notions soient définies clairement dans l'ordonnance.

1.3.1, 4° du CoBrACE. Afin de promouvoir la transition énergétique, et notamment compte tenu du nouveau cadre européen favorisant l'ouverture du partage à d'autres types de profil, BRUGEL recommande que cette notion de pouvoirs publics soit définie largement : par exemple, en tenant compte également des organismes de droit public tels que définis à l'article 2 de la loi sur les marchés publics³⁶.

4.3.1.4 Droit d'avoir plusieurs accords de partage en même temps

Le considérant (19) de la directive 2024/1711 précise notamment ce qui suit : « [...] certains systèmes intelligents de mesure sont capables de couvrir directement plus d'un point de mesure et permettent donc aux clients d'avoir plus d'un contrat de fourniture d'électricité ou d'un accord de partage d'énergie en même temps [...] ».

Par ailleurs, l'article 2, 2), a modifié l'article 4 de la directive 2019/944, qui dispose désormais comme il suit :

*« Les États membres veillent à ce que tous les clients soient libres d'acheter de l'électricité auprès de fournisseurs de leur choix. Les États membres veillent à ce que tous les clients soient **libres d'avoir plus d'un contrat de fourniture d'électricité ou accord de partage d'énergie en même temps** et à ce que, à cette fin, les clients aient le droit de disposer de plus d'un point de mesure et de facturation couvert par le point de raccordement unique de leurs locaux. **Lorsque c'est techniquement faisable, les systèmes intelligents de mesure déployés conformément à l'article 19 peuvent être utilisés pour permettre aux clients d'avoir plus d'un contrat de fourniture d'électricité ou plus d'un accord de partage d'énergie en même temps** ».*

Les clients devraient dès lors être libres de disposer de plus d'un accord de partage d'énergie en même temps. Actuellement, l'ordonnance ne permet pas expressément aux URD d'avoir plusieurs accords de partage pour un même point d'accès, et l'article 4.4 du Règlement technique électricité en vigueur ne permet au point d'accès de n'avoir qu'un seul point de service de partage d'électricité.

Permettre aux URD d'avoir plusieurs accords de partage pour un même point d'accès pourrait présenter de grandes difficultés, tant sur le plan technique que sur le plan fonctionnel (notamment, dans la détermination de la priorité et des clefs de répartition pour les personnes impliquées dans plusieurs activités de partage). Une solution envisageable et faisable sur le plan fonctionnel serait de rajouter des compteurs, afin d'avoir un comptage distinct pour chaque unité de production se situant derrière un même point d'accès par exemple, lesquelles seraient donc intégrées dans des accords de partage distincts et seraient donc des points de service distincts, indépendants les uns des autres (ou alors, du côté prélèvement, un compteur distinct pour la recharge du véhicule électrique par exemple, ou pour la pompe à chaleur d'un bâtiment, etc.). Toutefois, il n'est pas exclu qu'à l'avenir, il soit envisageable sur les plans technique et fonctionnel d'avoir plusieurs accords de partage sans devoir installer des compteurs supplémentaires.

Dans ce contexte, le régulateur recommande la prudence dans la transposition de l'article 4 de la directive précitée dans l'ordonnance, afin de ne pas imposer au GRD des obligations disproportionnées et non réalisables sur le plan fonctionnel ; par exemple, en prévoyant qu'un même point d'accès puisse être intégré dans plusieurs accords de partage « conformément aux conditions établies dans le Règlement technique », laissant donc au Règlement technique le soin de prévoir que plusieurs accords de partage pour un même point d'accès impliquent

³⁶ Loi du 17 juin 2016 relative aux marchés publics, art. 2, 1°, c).

l'installation de compteurs additionnels. Une telle formulation dans l'ordonnance permettrait de garder la porte ouverte si à l'avenir il n'est plus nécessaire de disposer de plusieurs compteurs pour avoir plusieurs accords de partage.

A cet égard, le régulateur souligne que des discussions relatives à la possibilité de conclure plus d'un contrat de fourniture sur un même point d'accès sont en cours au sein de Synergrid³⁷. La thématique de la participation à plusieurs activités de partage pour un même point d'accès pourrait donc être intégrée également dans ce cadre-là.

Pour conclure, **BRUGEL recommande de :**

- **Transposer le droit au partage** au sein de l'ordonnance, en clarifiant bien la distinction entre (1) l'échange de pair à pair, (2) les clients actifs agissant conjointement, (3) le droit au partage et (4) les communautés d'énergie.
- Limiter le droit au partage au **territoire** de la Région de Bruxelles-Capitale.
- Elargir le droit au partage **aux grandes entreprises** (étant entendu, qu'en tant que productrices, elles restent soumises aux obligations à charge des fournisseurs).
- Ne pas rehausser les seuils de puissance prévus par la directive européenne.
- Intégrer le plus possible, et moyennant le respect des règles répartitrices de compétences, **les publics précarisés** dans l'exercice du droit au partage, et renforcer **le rôle des autorités publiques** à cet égard.
- Intégrer le droit d'avoir **plusieurs accords de partage**, pour autant que cela soit **techniquement possible** et sous réserve du respect des conditions établies dans le Règlement technique.

³⁷Voir Synergrid : « Vision paper : Multiple supply contracts per Access Point »
https://www.synergrid.be/images/downloads/2022-12-15-synergrid_vision_paper_on_multiple_supply_contracts_per_access_point.pdf.

5 Directive (UE) 2024/1788

5.1 Article 57 de la directive et plan de déclassement

La directive (UE) 2024/1788 prévoit la possibilité pour les Etats membres de choisir d'abandonner progressivement le gaz naturel afin d'atteindre l'objectif de neutralité climatique, ou pour d'autres raisons techniques. C'est dans cet esprit que, lorsqu'une réduction de la demande de gaz naturel est prévue et que cette réduction est de nature à nécessiter un déclassement du réseau de distribution de gaz naturel ou de partie du réseau, la directive précitée prévoit l'obligation dans le chef du GRD de prévoir un plan de déclassement du réseau.

5.1.1 Nécessité d'une vision politique claire sur la sortie du gaz naturel

BRUGEL considère qu'il est nécessaire d'avoir une vision politique claire concernant l'abandon du gaz naturel, assortie d'un agenda, afin de pouvoir apprécier la réduction graduelle de la demande en gaz qui en résulterait. Cette vision devrait permettre au GRD d'élaborer des trajectoires probables de la baisse de la demande par quartier. Elle devra éclairer sur les étapes clés de l'abandon du gaz fossile pour certaines parties de la RBC sur base de considération technologiques, urbanistiques et socio-économiques. Il s'agit donc d'une déclinaison de la politique générale régionale (notamment par l'alignement avec le PACE 3 et le plan chaleur) par quartier. Le GRD devrait en effet pouvoir prendre en compte certaines lignes directrices générales dans sa planification du déclassement.

BRUGEL souhaite aussi attirer l'attention sur le fait que, afin de pouvoir envisager une réaffectation du réseau ou de parties de celui-ci, il est nécessaire d'avoir une clarté sur l'utilisation/ la disponibilité de biogaz et/ ou d'hydrogène à Bruxelles.

L'obligation de mettre en place un plan de déclassement répondant à l'ensemble des exigences de la directive devrait être prévue dans l'ordonnance gaz, cependant sa mise en œuvre pourrait être différée jusqu'à ce que la vision politique soit suffisamment précisée

5.1.2 Régime transitoire

Il est cependant indispensable de mettre en place à tout le moins un régime transitoire qui impose de tenir compte dès à présent de cette intention de sortir du gaz naturel dans les PPI. A cet égard, la méthodologie tarifaire contient déjà un encadrement spécifique pour les nouveaux investissements afin d'inciter à ce que la politique d'investissements du GRD corresponde à la vision de transition énergétique et de limiter le risque de stranding à l'horizon 2050.

*"A partir de la méthodologie 2025-2029, quatre catégories d'actifs s'appliquent aux futurs investissements : [Catégorie 1] : Investissements pouvant être amortis à l'horizon 2050 (aux taux d'amortissement actuels) ; [Catégorie 2] : Investissements stratégiques en lien avec la transition énergétique pouvant éviter qu'un actif non amorti en 2050 n'échoue, par exemple en adaptant l'usage qui en est fait. Cette catégorie inclut également les éventuels démantèlements pour réinvestir ailleurs ; [Catégorie 3] : Investissements qui comportent un risque de stranding et qui ne sont pas liés à la transition énergétique mais pour lesquels il est légitime que le GRD récupère les coûts, notamment dans le cas d'investissements nécessaires pour assurer la qualité de l'alimentation ; [Catégorie 4] : Investissements qui comportent un risque de stranding, qui ne sont pas optimal au regard du contexte politique et de transition énergétique et pour lesquels il n'est pas légitime que le GRD récupère les coûts, par exemple le déploiement de compteurs intelligents passé une certaine date."*³⁸

³⁸ [Rapport-Avis BRUGEL](#), p. 107

La répartition des nouveaux investissements entre ces différentes catégories est renseignée dans les plans de développement et analysée par BRUGEL. BRUGEL fixe les critères de répartition en concertation avec le GRD et contrôle leurs applications. BRUGEL estime que ceci met également en avant l'expertise spécifique dont elle dispose et qui justifierait que lui soit confiée dès à présent de la compétence d'approbation des PDD, ou à tout le moins, la réalisation d'un avis contraignant.

5.1.3 Approbation du plan de déclassement

Pour ce qui est du plan de déclassement, BRUGEL estime être l'autorité qui dispose de la meilleure expertise pour d'une part approuver ce plan, par suite notamment d'une analyse de conformité aux principes visés dans la directive, et d'autre part pour suivre la mise en œuvre du plan. BRUGEL devrait aussi contrôler et challenger la planification proposée par le GRD au regard des enjeux techniques et financiers soulevés mais aussi de l'impact potentiel sur les utilisateurs du réseau (parties du réseau qui ont coûté le moins cher/ parties du réseau sur lesquels il y a le moins d'utilisateurs connectés/ parties les plus anciennes, ...)

Ceci se justifie d'autant plus au vu de la coopération renforcée imposée par la directive entre les gestionnaires d'infrastructures, et qui, en Belgique, relèvent de niveaux de pouvoirs différents. Le fait de disposer d'une harmonisation des compétences entre les régulateurs de chaque niveau de pouvoir clarifie les choses et facilite les interactions.

Parmi ces gestionnaires d'infrastructures, il y a notamment un gestionnaire du réseau de transport, les gestionnaires des réseaux de distribution, les gestionnaires d'infrastructure de chauffage urbain, les gestionnaires de réseau d'hydrogène, les gestionnaires de réseaux d'électricité. La problématique de la sortie du gaz impacte en effet les différents réseaux de manière différente. Et il est indispensable que les impacts spécifiques pour chaque réseau soient pris en compte. Par exemple la sortie du gaz intensifiera l'électrification des usages, notamment du chauffage, ceci entraînera des répercussions sur le réseau électrique, qui devra être renforcé pour pouvoir accueillir ces usages : il sera nécessaire d'en tenir compte dans la planification des investissements du réseau électrique.

Si BRUGEL était désignée pour l'approbation du plan de déclassement, il pourrait être prévu que le Gouvernement et/ ou le Parlement demande à BRUGEL de se prononcer sur la nécessité de revoir ou d'adapter le plan de déclassement pour s'assurer que la volonté politique soit bien prise en compte.

La directive prévoit que ces plans doivent être mis à jour au moins tous les 4 ans et couvrir une période de 10 ans. BRUGEL estime que l'ordonnance pourrait prévoir un délai de mise à jour tout en permettant à BRUGEL de solliciter du GRD une mise à jour en dehors de cet intervalle, pour disposer de plus de flexibilité afin par exemple s'aligner avec des nouveaux objectifs qui entreraient en vigueur.

5.1.4 Impact sur les utilisateurs du réseau

L'approbation d'un plan de déclassement du réseau de distribution de gaz naturel constitue un préalable obligatoire à ce que le GRD puisse procéder à des refus d'accès, de raccordement au réseau, ou à l'arrêt de la fourniture de gaz naturel des usagers. Ceci devrait être prévu par un cadre juridique clair établi par l'Etat membre sur la base de critères objectifs, transparents et non-discriminatoires, établis quant à eux par le régulateur.³⁹

³⁹ art 38.5 : " 5. Les États membres qui autorisent le refus d'accès ou de raccordement d'utilisateurs du réseau ou l'interruption de fourniture à leur égard en vertu du paragraphe 4 du présent article prévoient un cadre réglementaire pour le refus d'accès ou de raccordement ou l'interruption de fourniture qui est fondé sur des critères objectifs, transparents

BRUGEL estime que la vision devrait ici également être déclinée par le politique (approche par zones, selon l'indice socio-économique, selon le taux de pénétration des nouvelles technologies de chauffage, ...)

A cet égard, il est indispensable que les besoins spécifiques des clients vulnérables et les clients en situation de précarité énergétique soient pris en compte dès la planification et ensuite lors de la mise en œuvre de la sortie du gaz. Il est prévu que la Commission européenne fournisse des orientations pour cette problématique (art. 27 de la directive). Les mesures de protection spécifique visant tout usager dès lors qu'il s'agit d'une interruption de la fourniture devront également être prévues et intégrées dans le cadre légal.

BRUGEL devrait donc suivre le respect par le GRD de l'application des critères techniques et socio-économiques qui guident le déclassement mais aussi des obligations qui lui incombent lors des refus d'accès, de raccordement au réseau ou à l'arrêt de la fourniture en gaz, notamment vis-à-vis des usagers.

En conclusion, BRUGEL recommande que

- BRUGEL soit désignée pour l'approbation des PDD, électricité et gaz ;
- La vision politique de la sortie du gaz naturel, assortie d'un agenda, soit inscrite dans l'ordonnance ;
- Un régime transitoire impose la prise en compte de l'intention de sortie du gaz dans les PDD ;
- BRUGEL soit désignée pour l'approbation du plan de déclassement du réseau de distribution de gaz naturel ;
- Des lignes directrices soient établies pour orienter l'action du GRD dans la planification de la mise en œuvre du plan de déclassement, qui seront déclinées par un encadrement de BRUGEL pour leur mise en œuvre effective par le GRD ;
- BRUGEL approuve le plan de déclassement, surveille et contrôle sa mise en œuvre.

et non discriminatoires, établis par l'autorité de régulation, en tenant compte des intérêts affectés, des exigences existantes en matière de réduction ou d'abandon de la consommation de gaz naturel et des plans locaux en matière de chaleur et de froid pertinents établis en vertu de l'article 25, paragraphe 6, de la directive (UE) 2023/1791. Les États membres prennent les mesures appropriées pour protéger les utilisateurs du réseau conformément à l'article 13 de la présente directive lorsqu'ils autorisent l'interruption de fourniture."

6 Directive (UE) 2023/2413

6.1 Article 20bis § 1 et 2 et renforcement des obligations du GRD en matière de gestion des données et en tant que facilitateur du marché

6.1.1 Contexte

Ces dernières années, sous l'impulsion du cadre européen, le rôle du GRD a considérablement évolué et a été renforcé en ce qui concerne sa qualité de responsable de la gestion des données informatiques relatives à la consommation, à la production et au stockage. Le GRD doit gérer, traiter et communiquer ces données, de manière efficace et transparente. Par ailleurs, le GRD doit également faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le système et permettre le développement des communautés d'énergie, des services d'agrégation et des solutions de flexibilité.

Sur ce point, la directive 2023/2413 du 18 octobre 2023 a inséré un **article 20bis** à la directive 2018/2001, sur la facilitation de l'intégration de l'électricité renouvelable dans le système. Les § 1 et §2 de cet article doivent, selon BRUGEL, être transposés en Région bruxelloise selon les recommandations développées *infra* point 3.1.2.5.2.

- Le § 1^{er} de l'article permet aux Etats membres d'exiger des GRD que ceux-ci mettent à disposition toute une série de données : *inter alia*, mentionnons la part de l'électricité renouvelable et le taux d'émissions de gaz à effet de serre de l'électricité fournie dans chaque zone de dépôt des offres, et, si elles sont disponibles techniquement, les données anonymisées et agrégées sur le potentiel de participation active de la demande et sur l'électricité renouvelable produite et injectée dans le réseau par les autoconsommateurs et les communautés d'énergie renouvelable. Finalement, le § 1^{er} dispose également que "*les Etats membres prévoient des incitations en faveur de la modernisation des réseaux intelligents pour mieux surveiller l'équilibre du réseau et mettre à disposition des données en temps réel*".
- Le § 2 de l'article exige que les Etats membres veillent à ce que les données soient mises à disposition de manière numérique, garantissant ainsi l'interopérabilité des données fondée sur des formats de données harmonisés et des ensembles de données standardisés. L'objectif de cette disposition est de garantir que tous les acteurs pertinents du marché de l'électricité puissent accéder aux données et les utiliser facilement.

En Région flamande, le décret flamand sur l'énergie du 8 mai 2009 prévoit explicitement une section relative aux activités du GRD avec une sous-section spécifique aux activités en matière de gestion des données (**articles 4.1.8/2 et suivants**). Celle-ci détaille de façon claire et transparente les tâches qui sont attendues du GRD en la matière. Cet article prévoit également le rôle de facilitateur de marché en matière d'intégration des énergies renouvelables.

A Bruxelles, BRUGEL constate que la lecture de l'ordonnance ne permet pas de faire ressortir clairement et de façon détaillée, à l'instar du législateur flamand, les obligations du GRD en matière de gestion des données et en sa qualité de facilitateur de marché. **L'article 7** de l'ordonnance électricité semble ainsi davantage axé sur une gestion technique du réseau, tout en prévoyant quand même un certain rôle de facilitateur (12° et 14°), et la communication des données de manière sécurisée, transparente et non discriminatoire vers les clients finals / acteurs du marché (7°bis, 7°ter, 11°, 17° al. 2).

Par ailleurs, les obligations du GRD en matière de gestion des données sont également prévues au sein du règlement technique de SIBELGA tel qu'entré en vigueur le 1^{er} avril 2024, notamment via le Titre VI. Code des données (articles 6.1 et suivants) mais également via d'autres articles

épars qui définissent les processus techniques d'échanges de données (notamment au regard du MIG).

Tenant compte de l'importance du rôle de SIBELGA en tant que gestionnaire de données dans un monde énergétique de plus en plus digitalisé, BRUGEL est d'avis que les obligations du GRD dans l'ordonnance doivent être renforcées et détaillées. Le règlement technique n'a effectivement qu'une valeur réglementaire et il conviendrait de fixer des garanties à valeur légale.

Ceci se justifie notamment au regard :

- du règlement (UE) 2023/1162 du 6 juin 2023 relatif à l'interopérabilité et à l'accès aux données énergétiques. Les règles qui y sont définies visent à faciliter l'interopérabilité (données disponibles sous format standardisé, accessibles à tous sans barrière technique) et à améliorer l'efficacité des transactions impliquant l'accès aux données et leur échange par les acteurs du marché et, en définitive, l'efficacité des services énergétiques, à promouvoir la concurrence sur le marché de détail et à permettre d'éviter des frais administratifs excessifs pour les parties éligibles (considérant 2). Lors des discussions ayant entouré le rapportage de la Région de Bruxelles-Capitale concernant la mise en œuvre du Règlement, le GRD a officiellement et publiquement confirmé être l'administrateur des données issues du comptage, tel que visé à l'article 5 a) de ce Règlement sur lequel reposent toute une série d'obligations en la matière ;
- de l'article 23 de la directive UE 2019/944 du 5 juin 2019 (électricité) et 22 de la directive (UE) 2024/1788 du 13 juin 2024 (gaz) qui consacrent un cadre exigeant en matière de gestion des données : il impose un accès clair, simultané et non discriminatoire aux données de consommation et de changement de fournisseur, garantit leur gestion sécurisée et conforme au RGPD, et prévoit la certification ou la surveillance des entités responsables. Il interdit en outre tout surcoût pour les clients finals et encadre strictement les redevances applicables aux tiers.
- de la nécessité de renforcer le pouvoir d'action du régulateur pour inciter le GRD à gérer, traiter et communiquer ces données de façon transparente, et de mettre les moyens nécessaires pour les obtenir et si ce n'était pas le cas, à pouvoir le sanctionner sur base d'obligations légales claires et prévisibles¹. BRUGEL a effectivement constaté que dans le cadre de plusieurs dossiers (élaboration du règlement technique, mesures d'enquêtes, suivi), la marge d'interprétation de certaines dispositions était grande et créait de l'insécurité juridique. Il conviendrait que les dispositions soient plus précises et ne permettent pas une interprétation qui diminuerait la responsabilité du GRD en la matière.

6.1.2 Recommandations

BRUGEL recommande de prévoir une nouvelle section dans l'ordonnance relative aux obligations du GRD en matière de gestion des données.

Cette section devrait consacrer clairement l'obligation ferme et prévisible du GRD de remplir les tâches qui y seraient énumérées. Le mot « tâches » devrait par ailleurs être remplacé par « missions », assurant davantage une finalité à long terme.

Elle reprendrait :

- I) Les tâches déjà consacrées à l'article 7 § 1 alinéa 2 en la matière et plus particulièrement,

- Le point 7°bis : « la communication aux clients finals des données issues des compteurs, y compris des compteurs intelligents, les concernant. Les clients finals peuvent donner accès à ces données, par accord exprès, à tout prestataire de service et toute entreprise d'électricité. Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de communiquer ces données aux prestataires de service et entreprises d'électricité mandatés par le client final. Aucun surcoût n'est imputé aux clients finals pour l'accès à leurs données ni pour leur demande de mise à disposition de leurs données » ;
- Le point 7°ter : « la communication des données nécessaires aux pouvoirs publics, aux organismes, au gestionnaire du réseau de transport, au gestionnaire du réseau de transport régional, aux responsables d'équilibre, aux fournisseurs, aux fournisseurs de services énergétiques, aux fournisseurs de services de flexibilité, aux agrégateurs, aux communautés d'énergie, aux clients actifs et à Brugel pour exécuter leurs tâches, missions et obligations ou faciliter le marché de l'électricité » ;
- Le point 11° : « la communication aux utilisateurs du réseau de distribution des informations dont ils ont besoin pour un accès efficace audit réseau, y compris pour l'utilisation de celui-ci » ;
- Le point 12° : « en matière de développement des services de flexibilité et d'agrégation, assurer un rôle de facilitateur afin d'offrir un marché concurrentiel au bénéfice des clients finals. Ce rôle de facilitateur comprend notamment, à titre exclusif pour les clients finals raccordés au réseau de distribution, les tâches suivantes : a) la mesure des flux d'électricité ; b) la relève et le traitement des données de comptage résultant de la flexibilité et de l'agrégation, y compris le calcul et l'envoi de ces données aux entreprises d'électricité concernées ; c) la gestion du registre d'accès ; d) la gestion du registre d'activation de la flexibilité. Le Gouvernement peut préciser les missions du facilitateur en matière de développement des services de flexibilité et d'agrégation et les conditions d'exercice de ces missions » ;

A cet égard, le régulateur estime qu'il serait souhaitable de clarifier davantage la portée concrète de la responsabilité du GRD en ce qui concerne le "la relève et le traitement des données de comptage résultant de la flexibilité et de l'agrégation, y compris le calcul et l'envoi de ces données aux entreprises d'électricité concernées". En l'état actuel, la disposition de l'ordonnance est rédigée en de termes très larges et ne précise ni les produits concernés, ni le niveau de granularité des données devant être pris en compte dans ce cadre. Cette absence de précision engendre une incertitude quant à l'étendue exacte et au contenu concret de la responsabilité du GRD.

Pour contextualiser, actuellement, les données de mesure d'une granularité de quatre secondes (inférieures donc à l'unité de marché, de quinze minutes) sont aujourd'hui exclusivement utilisées par le GRT, notamment dans l'exercice de ses missions d'équilibrage. Le GRD, pour sa part, ne recourt actuellement pas à ces données, ni dans le cadre du fonctionnement du marché, ni dans le cadre de la gestion de réseau. Dans la mesure où le GRD estime que ces données ne lui sont actuellement pas utiles, il se limite à en assurer la transmission, agissant donc comme simple facilitateur afin de permettre à ELIA d'en faire usage.

Toutefois, compte tenu de la formulation très large de l'article 7, § 1er, 12°, de l'ordonnance électricité, il n'est pas exclu qu'une interprétation juridique stricte puisse conduire à considérer le GRD comme légalement responsable du traitement et du contenu de toutes les données infra-quart-horaires. Dans ce contexte, le régulateur estime qu'il est indispensable, pour assurer une sécurité juridique suffisante, de préciser les termes de l'ordonnance. Il convient dès lors d'adopter une approche

équilibrée et nuancée dans la définition des responsabilités, en ayant bien égard au fait que ces données pourraient à terme être utiles pour le GRD dans l'exercice de ses missions.

A titre d'exemple, une précision telle que : “le GRD n'est toutefois pas responsable du contenu des données utilisées dans le cadre des besoins d'équilibrage du réseau” permettrait de clarifier les limites de son rôle, tout en laissant ouverte la possibilité d'une implication future dans un autre contexte, notamment celui de la gestion de la congestion locale, ou la gestion de la tension.

- Le point 14° : « en matière de partage et d'achat de l'électricité autoproduite et de développement des communautés d'énergie, assurer un rôle de facilitateur notamment par la mesure des flux d'électricité, la gestion des données de comptage, le calcul de la répartition des volumes partagés sur une même période quart-horaire selon les modalités fixées par les utilisateurs du réseau concernés, le calcul et la facturation du tarif réseau applicable aux volumes partagés. Dans le cadre de l'exercice de ses missions de facilitateur, le gestionnaire du réseau de distribution coopère de manière non discriminatoire et transparente avec les communautés d'énergie et les clients actifs » ;
 - Le point 16° : « la coopération avec le gestionnaire du réseau de transport et le gestionnaire du réseau de transport régional en vue de la participation effective des acteurs du marché raccordés à son réseau aux marchés de détail, de gros et d'équilibrage » ;
- 2) L'alinéa 3 du paragraphe I de l'article 7, qui prévoit que le GRD « communique les données visées à l'alinéa 2, 7° bis et 7° ter d'une manière sécurisée, non discriminatoire, transparente, aisée et simultanée. Dans ce cadre, le gestionnaire du réseau de distribution peut fournir ces données au moyen d'un outil et d'une plateforme accessibles aux parties visées à l'alinéa 2, 7° bis et 7° ter. Après concertation des acteurs concernés, le gestionnaire du réseau de distribution propose les modalités de présentation des données et une procédure d'accès aux données pour les parties visées à l'alinéa 2, 7° bis et 7° ter. **BRUGEL approuve cette proposition** et veille à ce que les frais éventuellement imposés par le gestionnaire du réseau de distribution aux parties visées à l'alinéa 2, 7° ter soient raisonnables et dûment justifiés ».
- Cet alinéa a donné lieu à l'adoption du règlement technique détaillant les processus techniques relatifs à la gestion des données.
- 3) Il conviendrait de réitérer et de renforcer, compléter légalement les obligations majeures prévues dans le règlement technique directement au sein de l'ordonnance, ou, à tout le moins, de se référer au règlement technique dans l'ordonnance. Ainsi, l'ordonnance électricité devrait prévoir l'obligation par le GRD de remplir les missions suivantes :

- la gestion du registre d'accès et la gestion, le traitement, la sécurisation et la conservation des données techniques, contractuelles et des régimes de comptage concernant les points d'accès au réseau de distribution et la garantie de leur véracité et de leur exactitude.⁴⁰
- Par ailleurs, il convient de renforcer l'obligation de SIGELGA pour la mise à jour du registre d'accès dans un délai raisonnable qui doit être défini dans le règlement technique. Par ailleurs, cette obligation ne doit pas uniquement être liée à une demande

⁴⁰ Il s'agit de s'inspirer de l'article 4.1.8/2 2° et 3° du Décret flamand. Les obligations du GRD relative à la gestion du registre d'accès se retrouve au sein du Titre VI. Code d'accès du règlement technique (articles 4.8. et suivants, également article 6.11).

d'un fournisseur dans le cadre du MIG, mais également en cas d'initiatives prises par le GRD, par exemple à la suite d'un acte technique (remplacement du compteur, modification de la puissance, etc...) ou en cas de changements des installations chez le client (par exemple l'ajout d'une centrale de production ou d'une batterie). Prévoir cette obligation dans l'ordonnance a toute sa logique dans le cadre du renforcement des obligations du GRD en matière de gestion des données et cela responsabiliserait davantage le GRD dans le traitement des données générées par des actions de sa part, et non seulement de celles qu'il reçoit de l'extérieur. Le dernier point sur la véracité et l'exactitude des données est essentiel en termes d'obligation de transparence et de sécurité.

Dans le même ordre d'idée, il doit être prévu que le gestionnaire de réseau a la responsabilité d'assurer le droit d'accès et le droit de rectification en ce qui concerne les données qu'il gère, traite, valide et conserve. En effet, cela rejoint l'idée qu'en tout temps, les données reprises dans le registre d'accès doivent être correctes⁴¹.

- Le relevé et la lecture des compteurs classiques et intelligents aux points d'accès au réseau de distribution pour : a) l'allocation, la réconciliation et la facturation dans l'achat et la vente d'électricité ; b) l'offre de services énergétiques par un tiers après consentement explicite et éclairé du client ; c) la gestion du réseau et la sécurité opérationnelle ; d) les règlements associés à l'échange de pair à pair des volumes d'électricité vertes d'un client actif à un autre client actif, aux partages d'énergie citoyennes, des communautés d'énergie renouvelable ou des communautés d'énergie locales ; e) comptabilisation de la vente d'électricité verte et de la production d'électricité verte servant de base pour l'octroi de certificats verts □⁴²

Ces informations sont effectivement essentielles pour le bon fonctionnement du marché de l'énergie et la réalisation des objectifs européens.

- La détermination et la validation de l'injection et du prélèvement des producteurs et clients qui sont raccordés au réseau de distribution.

Ces données sont nécessaires car elles doivent être connues des fournisseurs pour la facturation mais elles permettent également de prévoir l'allocation.

- La communication des données nécessaires aux autres gestionnaires de réseau, au gestionnaire du réseau de transport, à l'entreprise de transport et au gestionnaire du réseau de transport régional dans le cadre de la gestion du réseau et de la sécurité opérationnelle.⁴³

BRUGEL estime qu'il est primordial de renforcer cette obligation d'échange de données entre gestionnaires de réseaux⁴⁴, l'expérience des dernières années ayant démontré l'importance croissante d'une coopération renforcée entre GRD, GRT, et GRTr. Cette exigence s'est notamment imposée à la suite de l'adoption des Codes de

⁴¹ Cela s'inspire de l'article 4.1.8/2 alinéa 2, 2° et 3° du Décret flamand. Cette obligation se retrouve actuellement au sein de l'article 5.80 du règlement technique.

⁴² Cela s'inspire de l'article 4.1.8/2 alinéa 2, 1° du Décret flamand.

⁴³ Il s'agit de l'article 4.1.8/2 5° du Décret flamand. Cette obligation se retrouve au sein du Code de collaboration du règlement technique, article 7.11 et suivants.

⁴⁴ Déjà présente dans une certaine mesure à l'article 9^{ter} de l'ordonnance électricité mentionnant le code de collaboration du Règlement technique.

réseau européens, qui visent à améliorer le fonctionnement du marché européen de l'électricité et qui définissent, chacun dans leur champ d'application, des obligations techniques et opérationnelles à charge des différents acteurs du secteur. A cet égard, l'on peut citer par exemple le Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017⁴⁵, lequel est à l'origine du projet iCAROS, ayant pour objectif de garantir la sécurité opérationnelle des réseaux de transport (en prévenant les congestions sur le réseau, en surveillant la disponibilité de la production afin de satisfaire à la demande, en garantissant la disponibilité des services auxiliaires, etc.). Afin de répondre à cet objectif de sécurité opérationnelle, le Règlement impose une coordination efficace entre les GRT et le GRD, dont les réseaux sont intimement interconnectés. Selon le régulateur, cette nécessité croissante de collaboration entre gestionnaires de réseau justifie une consolidation explicite de l'obligation d'échange de données dans le cadre de l'ordonnance.

- La facilitation du développement de services et de produits innovants si cela est conforme à la réglementation relative au traitement de données à caractère personnel.⁴⁶

Vu l'évolution croissante du marché et notamment, des compteurs intelligents, BRUGEL note qu'il est important de prévoir la gestion des données relatives à ces produits innovants puisqu'on peut en extraire toutes sortes d'informations essentielles pour le développement du marché et l'offre de produits nouveaux. SIBELGA doit donc pouvoir faciliter ce développement.

- 4) BRUGEL recommande par ailleurs de transposer les § 1 et 2 de l'article 20 bis de la directive précitée au sein de cette nouvelle section de la manière suivante et à la lecture des recommandations de la Commission européenne sur le sujet⁴⁷ :

Premièrement, le § 1^{er} de l'article 20 bis permet aux Etats membres d'exiger des GRD

- que ceux-ci mettent à disposition des consommateurs des données sur la part de l'électricité renouvelable disponible et le taux d'émissions de gaz à effet de serre de l'électricité fournie dans chaque zone de dépôt des offres ;
- qu'ils mettent ces données à disposition aussi précisément que possible à des intervalles équivalant à la fréquence de règlement de marché ne dépassant pas une heure (toutes les 15 minutes selon le règlement sur l'électricité, sauf dérogation – art. 8 § 4), avec des prévisions si elles sont disponibles ;
- qu'ils mettent à disposition si elles sont disponibles techniquement, les données anonymisées et agrégées sur le potentiel de participation active de la demande et sur

⁴⁵ Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017, établissant une ligne directrice relative à la gestion du réseau de transport d'électricité.

⁴⁶ Il s'agit de l'article 4.1.8/2 6° du Décret flamand. Cette obligation ne se retrouve pas dans le règlement technique.

⁴⁷ Communication de la Commission européenne, « Orientations relatives à l'article 20 bis relatif à l'intégration de l'électricité renouvelable dans le système, de la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, telle que modifiée par la directive (UE) 2023/2413 (C/2025/3699), J.O., 16 juillet 2025.

l'électricité renouvelable produite et injectée dans le réseau par les autoconsommateurs et les communautés d'énergie renouvelable.

L'objectif de cet article est de permettre un accès aux informations sur l'électricité renouvelable disponible sur le réseau en temps réel pour les consommateurs notamment afin que ceux-ci puissent déplacer leur consommation d'électricité vers les heures où la part d'électricité est élevée.

La commission européenne recommande :

- **En termes d'accessibilité des données** : que le GRD puisse avoir accès aux informations nécessaires sur l'électricité renouvelable produite disponible dans leur réseau d'électricité ;

A Bruxelles,

- sur la part de l'électricité renouvelable disponible sur leur réseau, le GRD a déjà accès dans une certaine mesure à ces données par le placement de compteurs intelligents dans les 11 cas prévus par l'ordonnance, la notification d'installation de productions décentralisées telle que prévue à l'article 3.25 du règlement technique, et le mécanisme des certificats verts prévu dans l'arrêté électricité verte par exemple.
- sur le taux d'émissions de gaz à effet de serre, le GRD bruxellois est en mesure d'avoir cette donnée mais ne la publie pas encore. Il est nécessaire que le GRD se mette en relation avec le GRT sur ce sujet, puisqu'il s'agit de connaître d'où vient la source de production de l'électron qui arrive sur le réseau. Dès qu'il dispose de cette information, le GRD sera en mesure de déterminer le taux de GES sur le réseau.

Pour davantage de sécurité juridique, il est essentiel de prévoir un cadre prévoyant de quelle manière le GRD pourra obtenir des données relatives à l'électricité renouvelable produite auprès d'acteurs du marché tels que les agrégateurs, fournisseurs, autoconsommateurs, communauté d'énergie, sociétés de relevé de compteur, etc. Ces données doivent par ailleurs être traitées conformément au RGPD³. BRUGEL relève que ce traitement est déjà dans une certaine mesure assurée au sein de l'article 26 *duodecies* de l'ordonnance électricité.

- **En termes de partage des données** : que le GRD publie ces informations sur la plateforme de données déjà existante, qui pourrait être utile aussi à des fins statistiques.

Cela implique également que cette plateforme soit accessible aux consommateurs. Cette accessibilité peut être garantie au moyen d'interface de programmation d'application (API) et en rendant possible l'interopérabilité des outils d'échange de données. L'utilisation d'API permet par ailleurs que ces données soit mises à disposition dans un délai proche du temps réel (permettant aux consommateurs et utilisateurs finals de récupérer l'information directement auprès d'un point d'accès unique aux données et de recevoir ces données directement sur leurs appareils).

Le REGRT-E au niveau européen est accessible via une API. Les Etats membres doivent inciter la collaboration des GRD à l'échelle européenne. Si le GRD ne dispose pas de données via sa plateforme, il peut utiliser le système de communication des données existant dans le cadre de la plateforme de transparence du REGRT-E.

Concernant l'expression des données sur la part de l'énergie renouvelable, il conviendrait que celle-ci soit exprimée en pourcentage de l'électricité fournie, comptabilisant les flux d'électricité importés et exportés ; quant au taux d'émission de GES, il conviendrait que celui-ci soit exprimé en grammes d'équivalent CO2 par kWh, et effectuer le calcul sur la base de la moyenne pondérée de l'électricité injectée dans le réseau en tenant compte des flux importés et exportés d'électricité.

A Bruxelles, il faut donc prévoir que le GRD publie ces données sur une plateforme accessible, de préférence via une API mais nécessairement via une API. La mise à disposition de ces données devrait être possible selon une granularité proche du temps réel, de préférence toutes les 15 minutes, ce qui n'est pas le cas actuellement.

– **Données sur le potentiel de participation active de la demande et sur l'électricité produite par les autoconsommateurs et les communautés d'énergie renouvelable :**

Ces données concernent la demande de consommation d'énergie renouvelable sur le réseau. Ces données sont essentielles pour permettre aux ressources d'énergie décentralisées telles que les petits actifs de stockage, pompes à chaleur, véhicules électriques... de participer aux services de flexibilité.

A Bruxelles, le GRD publie déjà des données relatives à la production d'énergie décentralisée mais à une fréquence annuelle⁴.

De ce fait, SIBELGA pourrait calculer le potentiel de la participation active de la demande des consommateurs qui dépend dans une large mesure de la disponibilité de charges flexibles (batteries, bornes de recharge, etc.) dont il connaît l'existence.

Il convient de prévoir dans l'ordonnance que le GRD puisse fournir des données anonymisées et agrégées sur ce sujet.

Pour ce faire, il doit en disposer techniquement. Il faudrait donc prévoir dans l'ordonnance que le GRD puisse récolter les données sur le potentiel de participation active de la demande et sur la production et l'injection de l'électricité renouvelable dans le réseau, sur la production d'énergie renouvelable et les actifs de consommation flexibles.

BRUGEL recommande qu'une disposition soit insérée dans l'ordonnance prévoyant l'obligation de notifier le GRD de la présence de toute nouvelle installation de production décentralisée et nouvelle unité de stockage, la procédure de notification étant d'ores et déjà prévue au sein du Règlement technique (article 3.25), il s'agirait de lui donner une portée plus forte en l'inscrivant dans l'ordonnance.

Par ailleurs, l'article 16 de l'ordonnance prévoyant déjà une obligation de notification concernant les bornes de recharge, il conviendra cependant de préciser que cette notification doit être préalable à l'installation de la borne.

En ce qui concerne la gestion des données, le régulateur recommande également qu'une disposition permette au régulateur d'adopter des lignes directrices à destination du GRD sur la collecte de ces données anonymisées et agrégées et sur leurs modalités de mise à disposition numérique auprès des acteurs concernés.

BRUGEL veillera par ailleurs éventuellement à tenir compte de ces nouvelles opérations de gestion des données dans les lignes tarifaires, afin que les coûts engagés puissent être récupérés via les tarifs d'utilisation du réseau.

Deuxièmement, le § 2 de l'article 20bis exige que les Etats membres veillent à ce que les données soient mises à disposition de manière numérique, garantissant ainsi l'interopérabilité des données fondée sur des formats de données harmonisés et des ensembles de données standardisés. L'objectif de cette disposition est de garantir que tous les acteurs du marché (y compris les consommateurs et les agrégateurs) de l'électricité puissent accéder aux données et les utiliser facilement, via leurs dispositifs de communication électronique (compteurs intelligents, points de recharge, système de chauffage et de refroidissement, système de gestion de l'énergie des bâtiments).

BRUGEL recommande de prévoir une disposition qui prévoit que le GRD s'assure que les données utilisées soient interopérables. Que le GRD doit pouvoir mettre en œuvre les moyens nécessaires à ce que les fournisseurs, responsables d'accès, producteurs raccordés, les agrégateurs indépendants, les communautés d'énergie, les consommateurs (tous les acteurs du marché sans distinction) puissent échanger des informations sur les données disponibles via une plateforme commune.

Pour le reste, l'article 9ter de l'ordonnance électricité prévoit déjà que le code de collaboration du règlement technique fixe les modalités d'échanges de données entre les gestionnaires de réseaux.

Il convient par ailleurs de rappeler le règlement (UE) 2023/1162 sur l'interopérabilité qui est d'application directe.

En conclusion : BRUGEL recommande de créer une nouvelle section au sein de l'ordonnance ayant pour but de **désigner clairement le GRD en tant que responsable de la gestion des données** sur le réseau de distribution et de détailler les différentes obligations découlant d'une telle gestion, de façon similaire à ce qui est prévu en Région flamande. En ce sens, BRUGEL recommande que cette nouvelle section liste l'ensemble des données relevant de la responsabilité du GRD en tant que gestionnaire des données, qu'il s'agisse des données déjà inscrites dans l'ordonnance électricité - les données des compteurs, les données de comptage résultant de la flexibilité et de l'agrégation, etc. - que les données liées aux nouvelles exigences européennes. Il faut également veiller à intégrer les obligations consacrées déjà de façon parcellaire dans le règlement technique ou absentes de celui-ci, directement dans l'ordonnance, ou de prévoir une délégation générale des obligations du GRD telles que prévues et intégrées dans le règlement technique au sein de l'ordonnance (un article de renvoi permettant une assise légale).

6.2 Article 20bis § 4 : obligation de garantir des fonctionnalités de recharge intelligentes et, le cas échéant, bidirectionnelles

L'article 20 bis, paragraphe 4 de la directive (UE) 2023/2413 précitée impose aux États membres ou à leurs autorités compétentes désignées l'obligation de veiller à ce que, à compter de la date de transposition, les points de recharge électriques normaux, nouveaux et remplacés, non accessibles au public installés sur leur territoire soutiennent les fonctionnalités de recharge intelligente. L'article 14 de la directive PEB comporte la même exigence.⁴⁸

Il s'agit bien de nouveaux points de recharge ou remplacés qui ne sont pas ouverts ou accessibles au public (stations de recharge dans les hôtels, bureaux, et aussi chez les particuliers).

Il convient de soutenir l'interface avec les systèmes intelligents de mesure et également les fonctionnalités de recharge bidirectionnelle, selon une évaluation répondant à l'article 15 § 3 et 4 du règlement AFIR (règlement UE 2023/1804).

En résumé, l'article 15 § 3 et 4 dit qu'au plus tard le 30 juin 2024, puis tous les trois ans, les États membres évaluent la façon dont le déploiement et l'exploitation de points de recharge pourraient permettre aux véhicules électriques de contribuer davantage à la flexibilité du système énergétique, y compris leur participation au marché de l'équilibrage, et à une meilleure absorption de l'électricité renouvelable ; que cette évaluation se fait notamment sur la base des données fournies par les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution, et est réalisée par l'autorité de régulation (c'est-à-dire BRUGEL au niveau Bruxellois).

A la suite de cette évaluation, les États membres prennent, si nécessaire, les mesures appropriées pour adapter la disponibilité et la répartition géographique des points de recharge bidirectionnelle dans les espaces privés, et les incluent dans le rapport d'avancement national. Ce rapport d'avancement au national doit être établi et remis à la Commission, au plus tard le 31 décembre 2027 (et puis tous les deux ans), sur base de l'article 15 § 1 du règlement AFIR précité.

– Soutenir la recharge intelligente

Soutenir la recharge intelligente permet d'ajuster de manière dynamique l'intensité de l'électricité fournie à la batterie, sur base des informations reçues par voie de communication électronique.

La commission recommande de mettre en place des incitations pour favoriser l'émergence de contrats de recharge intelligente sur le marché et de favoriser la recharge pendant les heures creuses.

En ce sens, la commission européenne⁴⁹ recommande de :

⁴⁸ Communication de la Commission européenne, « Orientations relatives à l'article 20 bis relatif à l'intégration de l'électricité renouvelable dans le système, de la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, telle que modifiée par la directive (UE) 2023/2413 (C/2025/3699), J.O., 16 juillet 2025., *op. cit.*, note 50.

⁴⁹ Communication de la Commission européenne, « Orientations relatives à l'article 20 bis relatif à l'intégration de l'électricité renouvelable dans le système, de la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, telle que modifiée par la directive (UE) 2023/2413 (C/2025/3699), J.O., 16 juillet 2025., *op. cit.*, note 50.

- simplifier les procédures de demande de raccordement et d'obliger le GRD à répondre dans un délai raisonnable aux demandes de raccordement au réseau des nouveaux utilisateurs ;
- veiller à ce que les GRD et GRT mettent à disposition régulièrement des informations spatiales et temporelles sur les capacités d'hébergement, réservoirs de demande du réseau pour permettre aux utilisateurs potentiels de planifier et investir correctement ;
- prévoir une obligation de notification préalable des futurs projets d'infrastructures de recharge électrique de municipalités, autorités de transport, entités privées, au GRD.

Concernant les 2 premiers points, il est renvoyé aux positions du régulateur exposées ci-avant. En ce qui concerne l'obligation de notification préalable des futurs projets, l'article 16 de l'ordonnance électricité prévoit déjà l'obligation dans le chef du consommateur de notifier les bornes de recharges. Par ailleurs, le GRD traite actuellement les demandes de raccordement des bornes comme une demande de raccordement normale (traité selon un scénario de marché classique dans le registre d'accès), sans spécificité par rapport à la borne de recharge, tant en ce qui concerne l'aspect technique que les délais de réponse (placement d'un nouveau compteur intelligent en cas d'installation d'une borne de recharge dans les deux mois, demande de nouveau raccordement sans placement d'un compteur intelligent, dans les quarante jours, etc. – voir dispositions spécifiques dans l'ordonnance et le règlement technique électricité).

De sorte, force est de constater qu'à ce jour SIBELGA ne monitorise pas activement les raccordements spécifiques des bornes. BRUGEL souhaite rappeler qu'il appartient au GRD d'être proactif dans la récolte de cette information, de manière préalable à toute demande de raccordement et ce dernier doit monitoriser dument le développement des bornes de recharges. **Les bases légales doivent être complétées pour que le GRD soit plus proactif à récolter l'information et à répertorier les points disposant d'une borne de recharge.**

BRUGEL recommande à ce que l'ordonnance électricité soit complétée afin de renforcer l'obligation du GRD à être proactif à la récolte des informations relatives aux bornes de recharge. Par ailleurs, la notification doit être préalable à l'installation de la borne.

En résumé, il convient de clarifier les obligations tant du GRD (récolte proactive) que des URD (notification directe et préalable à l'installation, tant en cas de nouvelle demande de raccordement qu'en cas d'un raccordement existant disposant d'une nouvelle borne).

– Soutenir les interfaces avec les compteurs intelligents

Lorsque les compteurs intelligents sont déployés systématiquement, ils doivent obligatoirement avoir la capacité de fournir aux clients finals des informations précises sur la consommation réelle et le moment réel où l'énergie a été utilisée. Les clients devraient pouvoir accéder aux données validées relatives à l'historique de consommation et aux données non validées relatives à la consommation en temps quasi réel. Les données non validées devraient être accessibles via une interface normalisée ou via un accès à distance, afin de favoriser les programmes automatisés d'amélioration de l'efficacité énergétique, la participation active de la demande et d'autres services (par exemple, la recharge intelligente).

Cet élément s'adresse principalement aux constructeurs des bornes de recharge dans la mesure où SIBELGA dispose déjà de compteurs intelligents répondant aux normes spécifiques liées aux interfaces et à l'interopérabilité des données. En effet, dans le cadre de la transposition du règlement 2023/1162 relatif à l'interopérabilité de l'accès aux données de comptage et de consommation, le GRD a confirmé que ses compteurs intelligents répondaient au modèle de référence des exigences sur l'interopérabilité des données. L'interface avec le compteur intelligent existe dès lors déjà du côté du GRD. Les

compteurs intelligents placés pour les bornes de recharge sont par ailleurs toujours en régime R3 et le port PI permet, quant à lui, de connecter n'importe quelle borne.

BRUGEL recommande dès lors de prévoir dans l'ordonnance que tout constructeur de borne doit prévoir la compatibilité de leurs interfaces de recharge avec les compteurs intelligents de Sibelga, selon les normes relatives à l'interopérabilité. Ainsi, les constructeurs ne doivent pas empêcher des solutions informatiques conformes à celles des compteurs intelligents du GRD.

– **Concernant la recharge bidirectionnelle**

La recharge bidirectionnelle désigne une solution de recharge intelligente qui permet d'inverser la direction du flux d'électricité et de faire circuler l'électricité depuis la batterie du véhicule vers le point de recharge auquel le véhicule est connecté.

Il appartient aux Etats membres de définir dans quels cas les points de recharge privé doivent soutenir la recharge bidirectionnelle. Pour définir ces cas, les Etats membres doivent mener des évaluations spécifiques sur base de l'article 15 § 3 et 4 du règlement AFIR précité pour au plus tard juin 2024 et puis, tous les trois ans.

Actuellement, à Bruxelles (ni même au niveau fédéral ou dans les autres régions), cette évaluation n'a pas eu lieu. Il est donc actuellement prématuré de pouvoir établir des recommandations dans l'ordonnance car BRUGEL ne dispose pas des données de ces évaluations.

– **Concernant l'itinérance de la recharge électrique**

Le considérant 56 de la directive (UE) 2023/2413 met en avant l'importance de l'itinérance de la recharge électrique, qui permet aux utilisateurs de véhicules électriques d'utiliser leur abonnement à différents points de recharge. Déjà largement disponible dans les bornes publiques de l'UE, cette pratique facilite la vie des consommateurs et renforce leur liberté de choix. Son extension aux bornes privées partagées (parkings d'hôtels, bureaux, etc.) présenterait des avantages supplémentaires : simplification de l'accès via un seul abonnement, réduction du besoin de multiples cartes ou applications. Les Etats membres sont donc invités à promouvoir cette itinérance dans le privé (hors usage strictement personnel), conformément au règlement (UE) 2023/1804.

Cet élément s'adresse aux CPO (« *charging point operator* ») ou aux MSP (« *mobility service provider* ») : il convient que les opérateurs de bornes favorisent l'interopérabilité de la fourniture. C'est déjà souvent le cas puisque chaque CPO a accès à tous les fournisseurs reliés à chaque borne spécifique. Ainsi, par exemple, le CPO d'une borne X est un fournisseur A. Mais l'utilisateur de cette borne pourrait très bien, au moyen de son abonnement chez le fournisseur A, charger sa voiture sur une borne de recharge fournie par des fournisseurs B ou C. Des systèmes de rachat sont par la suite effectués entre CPO et fournisseurs.

BRUGEL n'a pas recommandation spécifique sur ce point.

6.3 Article 20bis § 5 : obligation de favoriser la participation des petits actifs de stockage ou des actifs mobiles de stockage aux marchés de l'électricité

Le § 5 de l'article 20bis impose aux Etats membres de veiller à ce que les petits systèmes ou les systèmes mobiles (tels que les batteries domestiques, les véhicules électriques, mais également les pompes à chaleur, les vélos électriques, etc.) puissent participer aux marchés de l'électricité, en ce compris la gestion de la congestion et la fourniture de services de flexibilité. En ce sens, le considérant (57) précise que les dispositions réglementaires relatives à la connexion et à l'exploitation de ces actifs de stockage

(notamment, les tarifs, les délais d'engagement ainsi que les spécifications de connexion) doivent être pensées de manière à ne pas entraver le potentiel de ces actifs de stockage.

Ce paragraphe a pour but de garantir une participation non discriminatoire des petits systèmes au marché de l'électricité en établissant notamment des exigences techniques relatives à la participation de ces systèmes. Un futur code de réseau sur la participation active de la demande devrait être prochainement adopté par la Commission mais en attendant, il est recommandé que les États membres mettent déjà en place certaines mesures pour éliminer les entraves et obstacles à leur participation et pour simplifier les procédures de préqualification. L'objectif est de renforcer le rôle de ces ressources décentralisées pour davantage de flexibilité et un équilibre entre l'offre et la demande.

Selon la Commission européenne, il conviendrait notamment de :

- Permettre une participation au marché de capacité en abaissant le volume minimal des offres (laisser plus d'acteurs participer), en réduisant les délais minimaux entre la conclusion du processus d'allocation et la fourniture et en limitant les contrats long terme de sources conventionnelles.

Si l'autorité fédérale est traditionnellement compétente par rapport à la gestion du marché de capacité compte tenu de sa compétence en matière d'équilibrage et de sécurité d'approvisionnement⁵⁰, il n'en demeure pas moins que le marché de capacité organisé au niveau fédéral a des conséquences non négligeables sur les « aspects régionaux de l'énergie », lesquels relèvent de la compétence exclusive des régions conformément à l'article 6, § 1^{er}, al. 1, de la loi spéciale précitée ; en effet, l'intégration des ressources décentralisées aux marchés de capacité offre une source de flexibilité extrêmement importante pour les régions dans la gestion des réseaux de distribution, dans la prévention et dans la gestion de la congestion, ainsi que dans la planification des investissements à réaliser, lesquels sont les éléments qui relèvent sans aucun doute de la compétence régionale, de telle sorte que ce qui est décidé au niveau fédéral a des conséquences directes sur la gestion des réseaux de distribution régionaux. Ceci est d'autant plus vrai qu'à Bruxelles, une très grande partie des actifs sont des actifs de petite taille, fragmentés, du au caractère urbain de la région (véhicules électriques, pompes à chaleur, petites batteries, etc.). Dans de telles circonstances, il est fondamental de maintenir une collaboration accrue entre les autorités fédérales et régionales dans ces matières. Sur le fond, BRUGEL est favorable à ce que ces ressources décentralisées puissent être encouragées à participer au marché de capacités, compte tenu de l'avantage qu'elles présentent dans la gestion de la congestion et dans la gestion du réseau de distribution.

- Créer une plateforme de gestion de la congestion qui vérifie les offres de *redispatching* et délestage de la charge⁵¹ ;
- Veiller à ce que le prix fasse apparaître la flexibilité des actifs de petite taille / mobiles pour que le potentiel de flexibilité disponible soit disponible pour les agrégateurs.

A Bruxelles, il n'existe pas dans l'ordonnance ou dans le règlement technique d'obstacles ne permettant pas aux petits systèmes et aux systèmes mobiles de participer au marché de l'énergie notamment en ce qui concerne les services de flexibilité/équilibrage et la gestion de la congestion.

Au contraire, dans le règlement technique, plusieurs dispositions (dont les articles 1.53 § 3, 2.28 §2 notamment) permettent déjà au client de participer à de la flexibilité ou agrégation, ou de proposer au

⁵⁰ Loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980, article 6, § 1^{er}, VII, al. 2, a) et c).

⁵¹ Cet objectif est notamment rempli par le projet iCAROS.

GRD des services de flexibilité pour la gestion de la congestion locale, que ce soit par l'intermédiaire d'un fournisseur de services de flexibilité ou non.

Un point sensible concerne les définitions entendues de petits systèmes, batteries (domestiques ou industrielles) qui ne figurent pas dans l'ordonnance mais dont il conviendrait de préciser la définition pour qu'elle soit conforme avec celle du droit européen.

Il convient cependant de préciser qu'à ce stade, l'analyse de la mise en place de la flexibilité commerciale est en cours et ce essentiellement pour deux raisons :

- l'état du réseau de distribution ne semblait pas présenter de risque majeur de congestion ;
- il convenait d'établir un état détaillé du réseau, en ce qui concerne plus particulièrement le réseau basse tension.

Cette réalité étant fortement changée, des mesures plus fortes doivent être mises en place (voir les points plus haut).

6.4 Les garanties d'origine

La directive (UE) 2023/2413 apporte des modifications importantes au régime des garanties d'origine en vigueur. La présente section analyse celles-ci, d'abord eu égard aux dispositions des ordonnances gaz et électricité, et ensuite eu égard aux dispositions de l'arrêté énergie verte.

6.4.1 Modifications à intégrer dans les ordonnances gaz et électricité

6.4.1.1 Valeur faciale d'une garantie d'origine

L'article 27, § 2bis de l'ordonnance électricité et l'article 22ter, § 4, de l'ordonnance gaz prévoient actuellement que « Une garantie d'origine correspond à un volume type d'1 MWh. ».

La Directive (UE) 2023/2413 du Parlement Européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil, ci-après dénommée « directive UE 2023/2413 », en son article 16 septies point 9) a) i) ouvre la possibilité que des garanties d'origine ait une valeur faciale inférieure et pouvant aller jusqu'à 1 Wh :

« La garantie d'origine correspond à un volume type de 1 MWh. Le cas échéant, ce volume type peut être fractionné, à condition que cette fraction soit un multiple de 1 Wh. »

Dès lors, BRUGEL recommande :

- d'introduire la possibilité pour BRUGEL d'accepter des garanties d'origine correspondant à des volumes inférieurs à 1 MWh, à condition qu'il s'agisse d'un multiple de 1 Wh ;

- de permettre à BRUGEL d'analyser régulièrement si l'acceptation de telles garanties d'origine est pertinente pour le marché bruxellois et, le cas échéant, de définir les conditions et modalités pratiques d'acceptation et leur traitement.

6.4.1.2 Redevance

L'Ordonnance Electricité en son article 27 §2 permet à BRUGEL d'établir « une redevance à payer en cas de transfert ou d'annulation des garanties d'origine. Cette redevance est fonction du nombre de garanties d'origines concernées et est due par la personne qui se voit transférer la garantie d'origine ou en demande l'annulation ». Il en est de même de l'article 22ter, § 1er, al. 5, de l'ordonnance gaz.

Toutefois, les garanties d'origine peuvent faire l'objet d'autres types de transactions (octroi, export, expiration, retrait) et la gestion globale des garanties d'origine nécessite des ressources humaines et informatiques importantes. Il est dès lors souhaitable de laisser la liberté à BRUGEL de définir l'objet de la redevance. Par ailleurs, une telle redevance étendue, particulièrement sur la gestion du compte, limite fortement les risques de fraude, notamment le carrousel à la TVA.

BRUGEL recommande donc de reformuler ce paragraphe comme suit :

« L'utilisation de la banque de données centrale de BRUGEL pour l'enregistrement d'une transaction d'une garantie d'origine (achat, vente, octroi, annulation, expiration, retrait) peut donner lieu au paiement d'une redevance à BRUGEL. Dans ce cas, la redevance est due par le détenteur de compte de garanties d'origine dans la banque de données de BRUGEL.

BRUGEL peut également établir une redevance à payer sur toutes les transactions et annulations de garanties d'origine en fonction du nombre de garanties d'origines concernées. Cette redevance est due par la personne qui se voit transférer ou transfère la garantie d'origine ou en demande l'annulation.

BRUGEL peut également établir une redevance fixer une redevance pour le traitement de la demande, le suivi des rapports et le calcul du nombre de garanties d'origine à octroyer. BRUGEL fixe les modalités de paiement de cette redevance. »

6.4.1.3 Mix résiduel

La notion de rapportage verte est introduite dans l'ordonnance Electricité à l'article 27 §2bis dernier alinéa, et dans l'ordonnance gaz à l'article 22ter, § 6 :

« Pour attester de sa fourniture verte, tout fournisseur remet périodiquement à Brugel un quota de garanties d'origine. Le Gouvernement arrête les modalités relatives à ce sujet. »

Toutefois, la notion de mix résiduel définie par les différentes directives européennes relatives à la promotion de l'énergie renouvelable comme « le bouquet énergétique annuel total d'un État membre, à l'exclusion de la part couverte par les garanties d'origine annulées » n'apparaît nulle part dans la législation bruxelloise. Il est donc important que cette notion soit reprise dans l'ordonnance et d'en préciser les détails de calcul dans l'arrêté. Ceci est d'autant plus important que la directive (UE) 2023/2413 impose l'obligation de publication du mix résiduel à partir de mai 2025 dans son article 16 septies point 9) b).

En outre, la législation ne prévoit aucune sanction en cas de non-respect de l'obligation de rapportage vert. Il est donc nécessaire de prévoir des sanctions administratives lorsque les fournisseurs ne respectent pas délibérément cette obligation.

Dès lors, BRUGEL recommande de :

- Définir le mix résiduel comme suit : « le bouquet énergétique annuel total d'un État membre, à l'exclusion de la part couverte par les garanties d'origine annulées » ;
- Ajouter à l'article 27 2bis le paragraphe suivant : « Tout fournisseur d'électricité communique périodiquement à BRUGEL toutes les informations nécessaires à la détermination du mix énergétique et au minimum la part de chaque source d'énergie dans le mix énergétique total utilisé par le fournisseur au cours de l'année précédente en Région de Bruxelles-Capitale. Le Gouvernement arrête les modalités relatives à ce sujet. »
- Ajouter à l'article 27, § 2bis le paragraphe suivant : “en cas de non-respect des obligations de rapportage telles que définies précédemment, des sanctions administratives peuvent être imposées. Le gouvernement arrête les modalités relatives à ce sujet”.

6.4.2 Modifications à intégrer dans l'arrêté énergie verte

6.4.2.1 Contrôle des installations de gaz vert

Actuellement, l'article 11 quinquies, §1, de l'arrêté énergie verte prévoit un contrôle des installations de production de gaz issu de sources d'énergie renouvelable tous les 5 ans. Le standard CEN-160325 prévoit en son point 5.3.6.2 un contrôle / audit annuel ; ce contrôle doit être au minimum documentaire (déclarations de production et consommation, ...). La directive UE 2018/2001 impose le respect de ce standard CEN en son article 19 point 6. Il est donc nécessaire de modifier l'arrêté pour se conformer au standard.

Dès lors, BRUGEL recommande de modifier l'article 11 quinquies §1 comme suit :

“Une inspection annuelle périodique est obligatoire pour vérifier au minimum les déclarations de consommation et de production de gaz renouvelable liées à une demande de garanties d'origine. Les résultats doivent être transmis à BRUGEL. BRUGEL définit et publie les modalités de ce contrôle”

6.4.2.2 Octroi des garanties d'origine pour l'électricité - article 12 § 1

L'octroi des garanties d'origine se fait sur base des données d'injection (et de production dans le cas des unités de cogénération à haut rendement). Ces données doivent être transmises aux gestionnaires de réseau de distribution ou de transport, sur base de la connexion au réseau. La formulation actuelle de l'article mentionne uniquement le gestionnaire de réseau de distribution, or il serait utile de mentionner également le gestionnaire du réseau de transport.

BRUGEL recommande donc d'inclure une mention au gestionnaire du réseau de transport en reformulant comme suit :

« Les données enregistrées par les instruments de mesure des installations de production d'électricité verte certifiées sont communiquées à BRUGEL et/ou, aux conditions visées à l'article 11, § 2, au

gestionnaire de réseau (distribution ou transport), au cours du mois suivant la période de production, selon les modalités fixées par BRUGEL ».

6.4.2.3 Octroi de garanties d'origine pour la production électricité verte injectée sur le réseau - article 12 § 2

L'article 12 §2 prévoit actuellement d'octroyer des garanties d'origines transférables aux installations de production d'électricité verte certifiées d'une puissance électrique totale supérieure à 5 kWc. Toutefois, il s'avère que la plupart des installations de faible puissance injectent mensuellement très peu d'électricité sur le réseau public et l'injection reste souvent bien inférieure au seuil de 1 MWh donnant droit à des garanties d'origine (pour rappel, une garantie d'origine correspond à 1 MWh). BRUGEL propose donc de relever le seuil de puissance des installations pouvant recevoir des garanties d'origine à 36 kW. Ceci limiterait le nombre d'installations à traiter et faciliterait la mise en place d'un octroi mensuel, comme imposé par le standard CEN 16325.

Par ailleurs, l'octroi de garanties d'origine serait possible uniquement pour les installations de production avec une seule technologie et une seule source d'énergie, et un propriétaire unique. Ceci est nécessaire dans la mesure où le type de technologie et la source doivent être mentionnés sur la garantie d'origine, or il est impossible de distinguer entre plusieurs sources et / ou technologies si elles sont connectées à un point d'injection unique. Il est également nécessaire d'avoir un propriétaire unique et clairement identifiable dans la mesure où l'octroi de garanties d'origine s'effectue aux bénéfices du propriétaire de l'installation.

Dès lors, BRUGEL recommande de modifier l'article 12 §2 comme suit :

« Sous réserve qu'une demande explicite y relative ait été introduite et acceptée conformément aux dispositions prévues au paragraphe 5, BRUGEL octroie des garanties d'origine pour l'électricité verte produite durant la période de production concernée au titulaire de l'installation de production d'électricité verte certifiée conformément au chapitre II, d'une puissance électrique totale supérieure à 36 kWc, munie d'une source d'énergie renouvelable unique et d'une technologie unique. »

6.4.2.4 Article 12 § 3

Il est nécessaire d'ajouter le mot « et » entre « non-transférable » et « directement annulée. » dans ce paragraphe :

« Toute garantie d'origine octroyée par BRUGEL relative à l'électricité autoconsommée [² ou ayant fait l'objet d'un partage]² est [¹ non-transférable]¹ et directement annulée. »

6.4.2.5 Article 12 § 6

BRUGEL recommande de reformuler ce paragraphe pour le clarifier.

BRUGEL propose la modification suivante : « Si la production d'électricité verte résulte de la conversion d'un autre vecteur énergétique pour lequel des garanties d'origine ont été octroyées, BRUGEL annule ces garanties d'origine. BRUGEL octroie des nouvelles garanties d'origine pour l'électricité verte ainsi produite soit en utilisant les données de production et injection réelles, soit en utilisant un facteur de conversion. BRUGEL détermine les modalités exactes de la procédure d'octroi en cas de conversion d'un vecteur énergétique à un autre. »

6.4.2.6 Article 12 § 7

La période d'éligibilité aux certificats verts octroyés à l'incinérateur s'achève en février 2026. Les garanties d'origine continueront à être octroyées au-delà de cette date pour l'électricité produite à partir de la fraction organique des déchets incinérés, tant que la demande d'octroi reste active et l'installation reste conforme. Actuellement, cette fraction est déterminée « se fonde sur la mesure de la fraction de dioxyde de carbone d'origine organique dans les fumées au travers de la méthode 'Carbone 14' selon les normes en vigueur ». Toutefois, cette méthode est lourde et compliquée, nécessite de nombreuses mesures et a un coût financier qui ne se justifie pas au vu du prix généralement très bas des garanties d'origine (moins de 1 euro / MWh actuellement). Il serait plus pertinent de fixer une valeur de référence, établie sur base de la littérature, des normes en vigueur et des mesures effectuées durant les 10 dernières années. Ceci permettrait de faciliter le traitement de l'octroi de garanties d'origine et limiterait les coûts financiers liés.

Dès lors, BRUGEL recommande de modifier l'article 16 §7 afin de fixer que la fraction organique des déchets incinérés soit déterminée par le Gouvernement. Il est également nécessaire que ce taux soit dégressif dans le temps pour tenir compte de la diminution du tonnage des déchets organiques incinérés à la suite de l'introduction du tri sélectif, à déterminer sur base de pratiques dans les autres Etats Membres, des normes en vigueur et des analyses effectuées auprès de l'incinérateur sur la période 2015 – 2025.

6.4.2.7 Article 12bis § 1

L'octroi des garanties d'origine se fait sur base des données d'injection. Ces données doivent être transmises aux gestionnaires de réseau de distribution pour vérification, qui a leur tour les transmettent à l'organisme chargé de la gestion des garanties d'origine.

BRUGEL recommande de modifier ce paragraphe comme suit :

« Les données enregistrées par les instruments de mesure des installations de production d'énergie thermique certifiées issue de sources renouvelables sont communiquées au gestionnaire du réseau de distribution et / ou BRUGEL au cours du mois suivant la période de production, selon les modalités fixées par BRUGEL sont communiquées à BRUGEL selon les modalités fixées par BRUGEL. »

6.4.2.8 Conversion d'un vecteur énergétique - article 12bis § 6

BRUGEL recommande de reformuler ce paragraphe pour le clarifier.

BRUGEL propose la modification suivante :

« Si la production d'énergie thermique issue de sources renouvelables résulte de la conversion d'un autre vecteur énergétique pour lequel des garanties d'origine ont été octroyées, BRUGEL annule ces garanties d'origine. BRUGEL octroie des nouvelles garanties d'origine pour l'énergie thermique ainsi produite soit en utilisant les données de production et injection réelles, soit en utilisant un facteur de conversion. BRUGEL détermine les modalités exactes de la procédure d'octroi en cas de conversion d'un vecteur énergétique à un autre. »

6.4.2.9 Octroi de garanties d'origine pour le gaz – article 12ter § 1

L'octroi des garanties d'origine se fait sur base des données d'injection. Ces données doivent être transmises aux gestionnaires de réseau de distribution ou de transport, sur base de la connexion au réseau. La formulation actuelle de l'article mentionne uniquement le gestionnaire

de réseau de distribution, or il serait utile de mentionner également le gestionnaire du réseau de transport.

BRUGEL recommande donc de modifier ce paragraphe comme suit : « Les données enregistrées par les instruments de mesure des installations de production d'énergie thermique certifiées issue de sources renouvelables sont communiquées au gestionnaire du réseau (distribution ou transport) et / ou BRUGEL au cours du mois suivant la période de production, selon les modalités fixées par BRUGEL »

6.4.2.10 Article 13 § 2

Afin de clarifier cette disposition, BRUGEL recommande vivement de modifier ce paragraphe comme suit :

« Les garanties d'origine sont valables pour des transactions pendant douze mois après la production de l'unité d'énergie concernée. Les États membres veillent à ce que toutes les garanties d'origine non encore annulées expirent au plus tard dix-huit mois après la production de l'unité d'énergie concernée. Les États membres incluent les garanties d'origine qui ont expiré dans le calcul de leur mix résiduel. »

6.4.2.11 Article 13 § 3

BRUGEL recommande d'insérer le mot « les » entre « que » et « informations » :

« BRUGEL met en place les mécanismes appropriés pour garantir que les informations relatives aux garanties d'origine dans la base de données soient précises, fiables et à l'épreuve de la fraude. »

6.4.2.12 Obligations à charge des fournisseurs – rapportage vert – article 16ter

L'article 16ter traite des obligations des fournisseurs en matière de rapportage vert. Il est actuellement prévu que les fournisseurs soumettent des garanties d'origine mensuellement afin de prouver le respect de leurs obligations contractuelles en matière de fourniture d'énergie verte. Cette disposition est toutefois très restrictive et très lourde tant pour BRUGEL que pour certains fournisseurs. Il est dès lors nécessaire de la rendre plus générique pour permettre à BRUGEL de déterminer la périodicité la plus pertinente pour réaliser ses obligations en matière de divulgation des sources de l'énergie consommée à Bruxelles. De plus, ceci permettrait de s'adapter plus rapidement et facilement aux évolutions futures, notamment du standard CEN 16325.

Dès lors, à l'article 16ter §2, BRUGEL recommande de remplacer « De manière mensuelle » par « De manière périodique ».

6.4.2.13 Rapportage vert pour le gaz issu de SER

BRUGEL recommande d'insérer à l'article 16ter un paragraphe 8 afin de transposer la disposition prévue dans RED III à l'art. 1 point 9 d) :

« Lorsqu'un client consomme du gaz provenant d'un réseau d'hydrogène ou de gaz naturel, y compris des carburants gazeux renouvelables d'origine non biologique et du biométhane, comme démontré dans l'offre commerciale du fournisseur, les États membres veillent à ce que les garanties d'origine annulées correspondent aux caractéristiques pertinentes du réseau. »

6.4.2.14 Mix résiduel

Outre la détermination de la part d'énergie provenant de sources d'origine renouvelables dans le mix énergétique de chaque fournisseur, la directive UE 2023/2413 impose désormais la publication à partir du 21 mai 2025 du mix résiduel.

Il est donc nécessaire d'imposer aux fournisseurs bruxellois l'obligation de communiquer régulièrement auprès de BRUGEL la contribution de chaque source d'énergie dans le bouquet énergétique total que le fournisseur a utilisé dans la Région l'année précédente.

Dès lors, BRUGEL recommande : de charger BRUGEL de définir les modalités pratiques de cette communication du mix énergétique et de vérifier le respect de ces obligations ; d'insérer un article 16quator formulé comme suit :

« §1 Tout fournisseur d'électricité communique périodiquement à BRUGEL toutes les informations nécessaires à la détermination du mix énergétique, et au minimum :

- la part de chaque source d'énergie dans le mix énergétique total utilisé par le fournisseur au cours de l'année précédente en Région de Bruxelles-Capitale ;*
- une référence aux sources officielles existantes où des informations accessibles au public sont disponibles sur l'impact environnemental, au moins en ce qui concerne les émissions de CO₂ et les déchets radioactifs de l'énergie produite à partir de différentes sources d'énergie par la combinaison totale de combustibles du fournisseur au cours de l'année précédente ;*
- une déclaration selon laquelle des garanties d'origine ont été soumises pour l'énergie fournie à partir de sources renouvelables ou de cogénération à haute efficacité énergétique.*

§2 BRUGEL vérifie la fiabilité des informations fournies par le fournisseur à ses clients et publie sur son site internet le mix énergétique annuel de chaque fournisseur en Région de Bruxelles-Capitale.

§3 BRUGEL précise et publie la procédure et les modalités pratiques de la communication des données relatives au calcul du mix énergétique résiduel conformément aux obligations précisées ci-dessous. »

7 Directive (UE) 2023/1791

7.1 Intégration du principe de primauté de l'efficacité énergétique et article 27 de la directive

La directive 2023/1791 intronise le principe de primauté de l'efficacité énergétique et le reconnaît comme élément essentiel et prioritaire dans la stratégie de l'Union européenne concernant les décisions à prendre en matière d'investissements dans les infrastructures énergétiques⁵².

7.1.1 Le principe

L'article 2, 2) de la directive 2023/1791 définit le principe de primauté de l'efficacité énergétique comme il suit : *“le principe de primauté de l'efficacité énergétique au sens de l'article 2, point 18), du Règlement (UE) 2018/1999”*.

Le Règlement (UE) 2018/1999, lui, définit l'efficacité énergétique comme suit : : *« le fait de prendre le plus grand compte, lors de la planification énergétique et des décisions concernant la politique et les investissements en matière d'énergie, des mesures d'efficacité énergétique alternatives efficaces du point de vue des coûts visant à rendre l'offre et la demande d'énergie plus efficaces, en particulier moyennant des économies d'énergie rentables au stade final, des initiatives de participation active de la demande et une conversion, un acheminement et une distribution plus efficaces de l'énergie, qui permettent tout de même d'atteindre les objectifs de ces décisions »*. Au sein de l'ordonnance, l'efficacité énergétique est définie comme *« le rapport entre les résultats, le service, la marchandise ou l'énergie que l'on obtient et l'énergie consacrée à cet effet »*⁵³.

Sur base de la définition prévue au niveau européen, ce principe s'évalue donc principalement au regard des coûts, en favorisant des mesures énergétiques efficaces du point de vue des coûts et conduisant directement à la réalisation d'économies d'énergie. Toutefois, la législation européenne invite à avoir égard également aux implications plus larges du principe du point de vue sociétal, et à ne pas envisager le principe uniquement du point de vue de l'investisseur ou de l'utilisateur⁵⁴. L'Union européenne invite les Etats membres à adopter une approche globale et systémique dans l'application du principe, en tenant compte également du rendement global du système énergétique intégré, de la sécurité de l'approvisionnement, et du rapport coût-efficacité. Par ailleurs, l'Union européenne invite également les Etats membres à favoriser les solutions les plus efficaces en matière de neutralité climatique, et à s'assurer que les analyses coûts-avantages pertinentes tiennent compte des incidences environnementales en la matière⁵⁵.

En ce qui concerne la mise en œuvre du principe, l'Union européenne tend à défendre une vision holistique, en promouvant tant la réduction de la demande, le changement de

⁵² Recommandations (UE) 2021/1749 de la Commission du 28 septembre 2021 sur le principe de primauté de l'efficacité énergétique : des principes à la pratique – lignes directrices et exemples relatifs à la mise en œuvre dans le cadre du processus décisionnel dans le secteur de l'énergie et au-delà.

⁵³ Ordonnance électricité, article 2, 75°.

⁵⁴ Directive (UE) 2023/1791, considérant (17) ; Recommandation (UE) 2021/1749 de la Commission.

⁵⁵ Recommandation (UE) 2024/2413 de la Commission du 29 juillet 2024 établissant des lignes directrices pour l'interprétation de l'article 3 de la directive (UE) 2023/1791 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne le principe de primauté de l'efficacité énergétique ; parmi les avantages sociaux et environnementaux, la Commission mentionne : le recul de la précarité énergétique, l'amélioration du confort intérieur, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, de la pollution de l'air et de l'eau, de la production de déchets, la réduction des besoins fonciers et, de ce fait, la préservation des écosystèmes, etc.

comportement des citoyens⁵⁶, l'isolation et les améliorations énergétiques apportées aux bâtiments, la flexibilité de la demande, le stockage d'énergie, et la conversion, l'acheminement et la distribution de l'énergie de manière efficiente. Les recommandations de la Commission insistent fortement sur l'importance d'accorder la priorité à la flexibilité et à des solutions portant sur la demande, plutôt qu'aux investissements dans les infrastructures⁵⁷.

7.1.2 Exigences de l'article 27

7.1.2.1 Concernant les tâches de l'autorité de régulation

L'article 27, § 1, dispose comme suit :

“Les autorités nationales de régulation de l'énergie appliquent le principe de primauté de l'efficacité énergétique, conformément à l'article 3 de la présente directive, dans l'exercice des tâches de régulation prévues par les directives 2009/73/CE et (UE) 2019/944 en ce qui concerne leurs décisions relatives à l'exploitation des infrastructures de gaz et d'électricité, y compris leurs décisions concernant les tarifs de réseau. Outre le principe de primauté de l'efficacité énergétique, les autorités nationales de régulation de l'énergie peuvent tenir compte du rapport coût-efficacité, de l'efficacité du système et de la sécurité de l'approvisionnement, ainsi que de l'intégration du marché, tout en préservant les objectifs climatiques de l'Union et la durabilité, conformément à l'article 18 du règlement (UE) 2019/943 et à l'article 13 du règlement (CE) n° 715/2009”.

L'article 27, § 1^{er}, renvoie donc à l'article 3 de la directive (UE) 2023/1791, en prévoyant que les autorités de régulation appliquent le principe « conformément à l'article 3 de la présente directive ». L'article 3, § 1^{er}, lui, dispose que, conformément au principe de primauté de l'efficacité énergétique, les solutions en matière d'efficacité énergétique doivent être évaluées dans les décisions en matière de planification, de politique et d'investissement majeur d'une valeur de plus de 100 000 000€ chacune ou de plus de 175 000 000€ pour les projets d'infrastructures de transport. Le § 4, lui, prévoit que les autorités compétentes contrôlent l'application de ce principe, lorsque les décisions en matière de politique, de planification et d'investissement sont soumises à des exigences en matière d'autorisation et de suivi.

Dans de telles circonstances, la question de savoir si le rôle de l'autorité de régulation est limité, ou non, aux projets dépassant les seuils susmentionnés est, à notre sens, relativement sibylline. Toutefois, dans sa recommandation (UE) 2024/2143, la Commission insiste expressément sur le fait que :

« En ce qui concerne les décisions en matière d'investissement majeur d'une valeur inférieure aux seuils, la directive (UE) 2023/1791 ne contient pas d'exigence légale explicite imposant d'évaluer les solutions en matière d'efficacité énergétique. Les Etats membres sont toutefois encouragés à le faire chaque fois que de telles décisions entraînent une consommation d'énergie importante »⁵⁸.

Dans de telles circonstances, le régulateur considère qu'il est primordial que ce dernier applique le principe de primauté de l'efficacité énergétique dans ses décisions relatives aux infrastructures et aux tarifs de réseau, ayant un impact non négligeable en matière de consommation énergétique. Dans ce contexte, il convient d'intégrer ce principe de primauté de l'efficacité énergétique aux différentes dispositions de l'ordonnance octroyant un certain

⁵⁶ Recommandation (UE) 2021/1749 de la Commission, p. 17.

⁵⁷ Recommandation (UE) 2021/1749 de la Commission, point 3 ; Recommandation (UE) 2024/2143 de la Commission, considérant (7).

⁵⁸ Recommandation (UE) 2024/2143 de la Commission, point 4.3, p. 9.

pouvoir au régulateur en matière d'investissement dans le réseau, ou de tarifs (pour la question spécifique du plan de développement, voy. *infra*).

En ce qui concerne le rôle de l'autorité de régulation, l'ordonnance électricité prévoit actuellement :

- Article 30bis, § 2, 32° : contrôler et évaluer la performance du GRD 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'indicateurs, et publier un rapport tous les deux ans, comprenant des recommandations.
- Article 30octies, 3° : promouvoir l'adéquation des réseaux et, conformément aux objectifs généraux de politique européenne, l'efficacité énergétique.
- Article 30octies, 5° : faire en sorte que les GRD et les URD reçoivent des incitations suffisantes pour améliorer les performances des réseaux, en particulier sur le plan de l'efficacité énergétique.

Le régulateur recommande dès lors d'intégrer le principe de primauté de l'efficacité énergétique au sein de ces dispositions.

En matière tarifaire, à ce stade, l'article 9quinquies, 16° de l'ordonnance électricité, prévoit que : *“16° les tarifs encouragent le gestionnaire du réseau de distribution à améliorer les performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à mener la recherche et le développement nécessaires à ses activités, en tenant notamment compte de ses [4 plans de développement]4 et de critères d'efficacité énergétique”*.

Il conviendrait donc de modifier cet article en y intégrant la notion de « principe de primauté de l'efficacité énergétique ».

7.1.2.2 Concernant les décisions concernant la planification le développement des réseaux

L'article 27, § 2, dispose comme suit :

“Les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité appliquent le principe de primauté de l'efficacité énergétique, conformément à l'article 3 de la présente directive, dans leurs décisions en matière de planification et de développement du réseau ainsi que dans leurs décisions en matière d'investissements. Les autorités de régulation nationales ou d'autres autorités nationales désignées vérifient que les méthodes utilisées par les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution évaluent les options envisageables dans le cadre d'une analyse coûts-avantages, et tiennent compte des avantages plus généraux de solutions en matière d'efficacité énergétique, de la flexibilité de la demande et de la réalisation d'investissements dans des biens qui contribuent à l'atténuation du changement climatique. Les autorités de régulation nationales et autres autorités nationales désignées vérifient aussi la mise en œuvre du principe de primauté de l'efficacité énergétique par les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution lors de l'approbation, de la vérification ou du suivi de leurs projets et plans de développement du réseau conformément à l'article 22 de la directive 2009/73/CE ainsi qu'à l'article 32, paragraphe 3, et à l'article 51 de la directive (UE) 2019/944. Les autorités de régulation nationales peuvent fournir des méthodes et des orientations concernant la manière d'évaluer d'autres solutions dans le cadre de l'analyse coûts-avantages, en étroite coopération avec les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau et les gestionnaires de réseau de distribution, qui peuvent partager leur expertise technique essentielle”.

Un tel paragraphe introduit plusieurs éléments importants :

1° La réalisation d'une **analyse coûts-avantages** dans le chef des gestionnaires de réseau évaluant les différentes options envisageables, lorsque ceux-ci doivent prendre des décisions en matière de planification, de développement du réseau, et d'investissements.

A ce stade, l'article 7, § 1^{er}, 9°, de l'ordonnance électricité prévoit que le GRD est chargé de « *prévoir, lors de la planification et 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* ».

L'article 12, § 1^{er}, 11°, de l'ordonnance, lui, prévoit que le plan de développement contient « *les informations sur les services, y compris les services de flexibilité à moyen et long terme, auxquels le gestionnaire de réseau doit recouvrir comme alternative à l'expansion du réseau, y compris l'analyse coût-efficacité* ».

2° La possibilité pour l'autorité de régulation **de fournir des méthodes et orientations sur la manière** d'évaluer d'autres solutions dans le cadre de l'analyse coûts-avantages.

A ce stade, l'ordonnance électricité ne prévoit pas la possibilité pour l'autorité de régulation de fournir une méthode ou une orientation particulière. Dans ce cadre-là, cette possibilité devrait être intégrée dans l'ordonnance.

Toutefois, il pourrait être pertinent que l'ordonnance électricité prévoie directement certains principes de base devant être respectés par l'analyse coûts-avantages. A cet égard, la recommandation (UE) 2024/2143 énumère des éléments pertinents que devrait couvrir l'analyse coûts-avantages⁵⁹ :

- Analyse technique : identification et évaluation des exigences techniques en matière de faisabilité, de performance, de mise en œuvre des solutions potentielles en matière d'efficacité énergétique.
- Analyse financière : examen de l'investissement du point de vue du décideur, en mettant l'accent sur les coûts et les avantages financiers directs.
- Analyse économique : tenir compte de tous les coûts économiques, d'un point de vue sociétal plus large, en tenant compte de l'avantage pour la société dans son ensemble (y compris, les incidences sur l'environnement et sur la santé, les incidences sur la précarité énergétique, les incidences sur les conditions climatiques, etc.).

La recommandation de la commission insiste également sur la qualité des données utilisées et les indicateurs utilisés par les gestionnaires de réseau.

3° La mise en œuvre, par les GRD et le GRTr du principe de primauté dans leurs projets et plans de développement, ainsi que la vérification d'une telle mise en

⁵⁹ La recommandation est essentiellement basée sur l'article 3 de la directive précitée ; toutefois, l'article 3, § 5, a) de la directive évoque les hypothèses dans lesquelles des « *analyses coûts-avantages sont requises* », ce qui est le cas dans le cadre de l'article 27 de la directive.

œuvre par les autorités de régulation lors de l'approbation, de la vérification ou du suivi des plans de développement. Il conviendra donc de modifier l'article 12 de l'ordonnance, relative aux plans de développement, en conséquence, en y intégrant expressément le principe de **primauté** de l'efficacité énergétique.

Le régulateur considère que cette mission de vérification et de contrôle serait réalisée de manière plus efficace si celui-ci disposait d'un véritable pouvoir contraignant sur les plans de développement du GRD. En effet, l'application du principe de primauté de l'efficacité énergétique implique une expertise et des connaissances pointues, afin de prendre soigneusement en considération les solutions d'énergie spécifiques en tant que solutions de substitution possibles, de savoir recenser des solutions viables en matière d'efficacité énergétique selon l'état de la technique le plus récent, etc.⁶⁰. Or, le régulateur possède les connaissances, les compétences juridiques et la capacité administrative nécessaire pour favoriser le développement d'un réseau électrique économe en énergie, comme le confirment les considérants de la directive (UE) 2023/1791 (voy. Considérant (72) de la directive). En effet, celui-ci est d'ores et déjà impliqué de façon minutieuse dans l'élaboration des plans de développement, en consultant les utilisateurs au sujet du plan de développement, en examinant celui-ci, en en surveillant et en en évaluant la mise en œuvre⁶¹, lui permettant de disposer de l'expertise nécessaire à l'approbation de celui-ci. Par ailleurs, l'article 27 de la directive précitée renforce d'autant plus cette expertise, spécifiquement en matière d'efficacité énergétique, en lui permettant d'évaluer les méthodes utilisées par le GRD dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfices (article 27, § 2), en étant notifié du volume global des pertes de réseau et des mesures mises en œuvre par le GRD pour limiter ces pertes (article 27, § 3), en traitant des progrès accomplis en matière d'efficacité énergétique dans son rapport annuel (article 27, § 4), etc.

Or, à ce stade, l'article 12 de l'ordonnance électricité prévoit que BRUGEL informe le GRD de ses éventuelles remarques et demandes de modifications du projet de plan de développement, lequel peut ensuite ne pas tenir compte de celles-ci – tout en fournissant une réponse motivée –, avant que BRUGEL ne remette au Gouvernement le projet définitif de plan pour approbation, accompagné de l'avis du régulateur. Toutefois, une telle configuration ne permet pas à BRUGEL de disposer de l'indépendance nécessaire afin de mettre en œuvre les objectifs arrêtés par l'article 27 de la directive précitée. BRUGEL plaide dès lors pour inverser la logique et que l'exercice soit mené dans le sens inverse : BRUGEL disposerait du pouvoir d'approbation du plan de développement, mais la politique générale du plan de développement pourrait, elle, être issue des inflexions politiques du Gouvernement. Par ailleurs, le Gouvernement qui constaterait un problème dans le plan de développement pourrait bien entendu faire part de ses craintes à BRUGEL. Cette approche permettrait de garantir l'indépendance du régulateur, mais surtout de mobiliser de façon optimale les compétences et expertises de chacun. L'élaboration du plan de développement nécessite un niveau d'expertise particulièrement pointu et technique, rendant l'intervention de BRUGEL indispensable et véritablement porteuse de valeur ajoutée⁶².

⁶⁰ Recommandation de la commission susmentionnée, point 3.2 "approche à adopter", p. 17.

⁶¹ Voy. Article 51 de la directive (UE) 2019/944.

⁶² A cet égard, BRUGEL tient à insister sur le fait qu'il s'agit de l'approche mise en place dans les autres régions. En Wallonie, le GRD remet à la CWaPE un projet de plan de développement ; l'autorité de régulation l'examine et peut demander des informations complémentaires et lui imposer de revoir son plan. Ensuite, le GRD ajuste éventuellement son plan, avant que la CWaPE ne l'approuve. En Flandres, le plan d'investissement est également soumis à l'approbation du Vlaamse Nutsregulator, lequel peut obliger le GRD à adapter son plan d'investissement endéans un délai raisonnable (voy. Article 4.1.19, § 3, du décret du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie).

7.1.2.3 Divers

L'article 27, § 3, de la directive précitée, introduit l'obligation pour les GRT et GRD de surveiller et quantifier le volume global des pertes de réseau et, lorsque cela est techniquement et financièrement réalisable, d'optimiser les réseaux et d'en améliorer l'efficacité énergétique. Le paragraphe prévoit également que le GRD et le GRT notifient ces mesures et les économies d'énergie attendues de la réduction des pertes de réseau à l'autorité de régulation.

8 Conclusions

L'adoption du paquet législatif « *Ajustement à l'objectif 55* » au niveau européen s'inscrit dans une trajectoire ambitieuse de décarbonation, de transition énergétique accélérée et de modernisation des infrastructures énergétiques dans un contexte d'électrification croissante des usages. Ce cadre stratégique appelle à des adaptations profondes, afin de garantir la sécurité, la résilience et l'efficacité des réseaux énergétiques dans un paysage en mutation rapide.

Dans ce contexte, le présent avis a pour objet d'éclairer les pouvoirs publics sur certains aspects jugés comme étant prioritaires par le régulateur, à savoir : garantir dans l'ordonnance un cadre juridique robuste permettant d'assurer la sécurité des réseaux compte tenu de l'électrification croissante des usages, préparer la transition progressive vers une sortie du gaz, introniser le citoyen en tant que véritable acteur du marché de l'énergie via le partage, faire face aux défis liés à la digitalisation du système énergétique et à l'explosion des données et renforcer les prérogatives du régulateur en tant qu'acteur clé de la transition.

Dans ce contexte de transformation du cadre réglementaire européen, de nouvelles obligations et responsabilités incombent désormais au régulateur. Ces évolutions exigent non seulement un travail conceptuel de fond, mais également la révision des Règlements techniques en vigueur, l'approbation de méthodologies diverses, l'évaluation de rapports établis par le GRD, la prise de décisions dans le chef du régulateur, etc. L'ampleur et la technicité de ces tâches impliquent un renforcement significatif des moyens mis à disposition de l'autorité de régulation.

La bonne exécution de ces missions, essentielle pour garantir la conformité avec les exigences européennes, ne pourra être assurée qu'à la condition que le régulateur bénéficie des ressources humaines et financières adéquates. Il est donc primordial que celui-ci dispose de ces moyens, conformément au prescrit de l'article 57, § 5, point b), de la directive (UE) 2019/944, qui impose aux Etats membres de veiller à ce que les autorités de régulation soient dotées des ressources nécessaires à l'exercice efficace de leurs missions.

* *

*