

**AVIS
420**

**RELATIF A L'AVANT-PROJET
D'ORDONNANCE DE
TRANSPOSITION
(ELECTRICITE, GAZ, ENERGIE
THERMIQUE)**

27/08/2026

Établie sur base de l'article 30*bis*, § 2, 2° de l'ordonnance électricité
BRUGEL-AVIS-20260827-420

L'autorité bruxelloise de régulation dans les domaines de l'électricité, du gaz et du contrôle du prix de l'eau

Avenue de l'Astronomie 14 – B 1210 Bruxelles
T : 02/563.02.00 – info@brugel.brussels – www.brugel.brussels



Table des matières

1. Résumé exécutif	5
2. Base légale.....	6
3. Contexte.....	7
4. Modifications relatives à l'ordonnance électricité.....	8
4.1. Problématique de la congestion et introduction des raccordements flexibles	8
4.2. Plans de développement.....	42
4.3. Méthodologie tarifaire	46
4.4. Eligibilité au réseau	46
4.5. Partage d'énergie	47
4.6. Recharge bidirectionnelle	50
4.7. Introduction du principe de l'efficacité et de la primauté énergétique	51
4.8. Part de l'énergie renouvelable et participation active de la demande	52
4.9. Fournisseur de secours.....	53
4.10. Garanties d'origine	58
4.11. Nouvelles définitions à l'article 2	58
5. Modifications relatives à l'ordonnance gaz.....	60
5.1. Principes de l'efficacité et de la primauté énergétique	60
5.2. Fournisseur de secours.....	60
5.3. Garanties d'origine	61
5.4. Autres	61
6. Modifications relatives à l'ordonnance énergie thermique	62
7. Divers	63
7.1. Incompressibilité	63
7.2. Plans de développement : ajustements hors transposition	65
7.3. Recharge ou décharge de véhicule électrique	68
7.4. Délai d'approbation des documents régulés	68
7.5. Points stratégiques des précédents avis de BRUGEL (n° 407 et n°415).....	69
8. Conclusion	72



Liste des

abréviations

Abréviation	Définition
Arrêté « énergie verte »	Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte
Directive 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
Directive 2023/1791 ou Directive « efficacité énergétique »	Directive (UE) 2023/1791 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023 relative à l'efficacité énergétique
Directive 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
Directive 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 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
Energiedecreet	Décret flamand contenant des dispositions générales relatives à la politique énergétique du 8 mai 2009
FCA	Flexible Connection Agreement (convention de raccordement flexible)
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
GRT	Gestionnaire du réseau de transport fédéral
GRTtr	Gestionnaire du réseau de transport régional (local)
Ordonnance énergie thermique	Ordonnance du 6 mai 2021 relative à l'organisation des réseaux d'énergie thermique et à la comptabilisation de l'énergie thermique en Région de Bruxelles-Capitale
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 1er 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
PDD	Plan de développement du réseau de distribution



Règlement 2017/1485 (SOGL)	Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (System Operation Guideline)
Règlement 2019/943	Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité
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, approuvé par décision 259 de BRUGEL du 21 février 2024
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, approuvé par décision 260 de BRUGEL du 21 février 2024



1. Résumé exécutif

L'avant-projet d'ordonnance soumis à avis s'inscrit dans un contexte de transformation profonde du système énergétique bruxellois, marqué par l'électrification croissante des usages, le développement des ressources énergétiques décentralisées, l'essor de la flexibilité et l'apparition de contraintes nouvelles sur les réseaux.

Dans ce cadre, BRUGEL considère que les modifications envisagées constituent une opportunité importante pour doter la Région de Bruxelles-Capitale des outils nécessaires afin d'anticiper et de gérer ces évolutions.

Dans son avis, BRUGEL accueille favorablement plusieurs avancées proposées par le Gouvernement, notamment la prise en compte accrue des enjeux de flexibilité et de congestion, le renforcement des outils de planification du réseau ainsi que certaines clarifications relatives aux missions des acteurs du marché. L'avis examine plus particulièrement les dispositions relatives à l'introduction des raccordements flexibles, à la gestion des congestions, au plan de développement des réseaux, à la méthodologie tarifaire ainsi qu'aux nouvelles dispositions relatives au partage d'énergie et à l'introduction du fournisseur de secours.

BRUGEL estime toutefois que plusieurs dispositions gagneraient à être renforcées ou clarifiées afin de garantir un cadre cohérent, efficace et opérationnel. Le régulateur recommande notamment de consolider les mécanismes relatifs à la planification des réseaux, à la gestion des congestions, à la transparence dans l'attribution des capacités, à l'encadrement des conventions de raccordement flexibles, ainsi qu'à la répartition des rôles et responsabilités entre les différents acteurs concernés. Des recommandations spécifiques sont également formulées concernant les règles de priorisation des demandes de raccordement, la coordination entre gestionnaires de réseau, le rapportage vers le régulateur et le suivi des investissements nécessaires au développement futur des infrastructures.

Plus fondamentalement, BRUGEL souligne que les décisions prises dans le cadre de cette réforme auront des effets structurants sur le développement du système énergétique bruxellois pour les décennies à venir. Les premiers fondements du cadre de gestion des réseaux de demain sont actuellement posés. Dès lors, une vision globale et cohérente est indispensable, associant une planification adéquate des infrastructures, une définition claire des obligations de chaque acteur et une répartition équilibrée des compétences entre le Gouvernement, le gestionnaire de réseau et le régulateur.

L'avis porte également sur plusieurs mesures transversales touchant aux ordonnances électricité, gaz et énergie thermique, notamment en matière d'efficacité et de primauté énergétiques, de garanties d'origine et d'évolutions des missions des acteurs du marché. Enfin, BRUGEL réitère plusieurs recommandations stratégiques déjà formulées dans ses précédents avis, concernant notamment les compteurs intelligents, les organismes certificateurs agréés, les communautés d'énergie ainsi que l'encadrement des activités de flexibilité et d'agrégation.

Les recommandations formulées dans le présent avis poursuivent cet objectif et visent à garantir que le futur cadre réglementaire permette de répondre de manière efficace, transparente et équitable aux défis de la transition énergétique au bénéfice de l'ensemble des consommateurs bruxellois.



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 rendu à la demande de la Secrétaire d'Etat ayant la politique de l'énergie dans ses attributions.

Par courrier reçu le 6 juillet 2026, la Secrétaire d'Etat a sollicité l'avis de BRUGEL sur l'avant-projet d'ordonnance modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 1er 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 et l'ordonnance du 6 mai 2021 relative à l'organisation des réseaux d'énergie thermique et à la comptabilisation de l'énergie thermique en Région de Bruxelles-Capitale en vue de la transposition de la directive 2024/1711 et de la transposition partielle des directives 2023/1791, 2023/2413 et 2024/1788 (ci-après « *l'avant-projet d'ordonnance* ») , adopté en première lecture par le Gouvernement en sa séance du 25 juin 2026.



3. Contexte

L'avant-projet d'ordonnance soumis à l'avis de BRUGEL s'inscrit dans un contexte marqué par l'adoption successive, au niveau de l'Union européenne, de plusieurs textes législatifs majeurs destinés à accompagner la transition énergétique, à renforcer l'intégration des énergies renouvelables, à améliorer l'efficacité énergétique et à adapter l'organisation des marchés de l'énergie aux nouveaux défis de décarbonation et de sécurité d'approvisionnement.

En particulier, il vise à assurer la transposition de la directive 2024/1711 du 13 juin 2024 modifiant les directives 2018/2001 et 2019/944 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union, ainsi que la transposition partielle des directives 2023/1791 relative à l'efficacité énergétique, 2023/2413 relative à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et 2024/1788 concernant les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène. Ces textes s'inscrivent dans le cadre plus large du paquet européen « Fit for 55 » ainsi que de la réforme du marché européen de l'électricité adoptée à la suite de la crise énergétique de 2022.

Plusieurs de ces directives sont assorties de délais de transposition particulièrement courts, certains étant déjà échus au moment de l'adoption en première lecture du présent avant-projet. La directive 2024/1711 prévoyait notamment un délai de transposition de six mois pour une grande partie de ses dispositions, soit jusqu'au 17 janvier 2025. Dans ce contexte, la mise en conformité du droit bruxellois avec les nouvelles exigences européennes revêt un caractère urgent, d'autant que plusieurs procédures d'infraction ont déjà été ouvertes par la Commission européenne concernant certaines des directives concernées.

L'avant-projet adopté en première lecture poursuit avant tout un objectif de mise en conformité du cadre réglementaire bruxellois avec le droit européen. Au-delà de cette dimension de transposition, il contient néanmoins plusieurs évolutions structurantes pour l'organisation des marchés de l'électricité, du gaz et des réseaux d'énergie thermique. Parmi celles-ci figurent notamment le développement des raccordements flexibles, la publication de cartographies de capacité des réseaux, le renforcement du cadre applicable au partage d'électricité, l'intégration du principe de primauté de l'efficacité énergétique dans la planification et la régulation des réseaux, l'organisation du futur déclassement du réseau de gaz naturel ainsi que la mise en place d'un nouveau mécanisme de désignation du fournisseur de secours.

BRUGEL souligne par ailleurs que plusieurs des orientations reprises dans l'avant-projet avaient déjà fait l'objet d'une analyse dans son [avis d'initiative n°407](#) du 7 octobre 2025 relatif à la transposition du paquet « Fit for 55 ». Dans cet avis, BRUGEL avait formulé une série de recommandations visant à assurer une transposition cohérente des nouvelles exigences européennes tout en tenant compte des spécificités du marché bruxellois et des objectifs régionaux de transition énergétique.

Le présent avis a dès lors pour objet d'examiner les dispositions proposées dans l'avant-projet d'ordonnance au regard, notamment, des exigences du droit européen, de la cohérence du cadre réglementaire bruxellois, des missions confiées à BRUGEL ainsi que des conséquences pratiques et opérationnelles susceptibles d'en découler. BRUGEL se réserve par ailleurs l'opportunité de réitérer la nécessité d'intégrer d'autres points, hors transposition des directives, qui avait déjà été abordés notamment dans son [avis d'initiative n°415](#) du 22 avril 2026.



4. Modifications relatives à l'ordonnance électricité

4.1. Problématique de la congestion et introduction des raccordements flexibles

La congestion des réseaux électriques constitue aujourd'hui l'un des principaux défis auxquels sont confrontés les gestionnaires de réseau ainsi que les pouvoirs politiques et les régulateurs.

Longtemps perçue comme une problématique limitée à certaines zones du réseau haute tension, elle tend désormais à se manifester à tous les niveaux de tension sous l'effet de l'électrification croissante des usages, du développement de la production décentralisée et de l'augmentation des besoins en capacité de raccordement. Si le réseau de distribution de la Région de Bruxelles-Capitale apparaît actuellement moins exposé que ceux d'autres régions du pays à des phénomènes structurels de congestion, cette situation ne dispense pas d'anticiper les évolutions à venir et de mettre en place un cadre légal permettant d'identifier, de prévenir et de gérer efficacement ces situations.

Par ailleurs, la congestion structurelle observée sur certaines portions du réseau de transport exploité par Elia entraîne déjà des répercussions pour les utilisateurs bruxellois. En effet, les contraintes de capacité sur le réseau haute tension peuvent limiter les possibilités de raccordement ou d'augmentation de puissance en Région de Bruxelles-Capitale, alors même que le réseau de distribution dispose encore de marges suffisantes. Cette interdépendance entre les réseaux de transport et de distribution souligne l'importance d'une approche coordonnée de la gestion de la congestion.

Dans ce contexte, BRUGEL salue les avancées apportées par l'avant-projet d'ordonnance ainsi que la prise en considération de plusieurs recommandations formulées dans son [avis d'initiative n°407 du 7 octobre 2025](#), en particulier celles découlant de l'ajout de l'article 6*bis* à la directive 2019/944 sur les conventions de raccordement flexible. Le présent avis s'inscrit également dans le prolongement du cadre européen applicable, notamment le règlement 2019/943, le règlement 2017/1485 (SOGI) ainsi que la communication de la Commission européenne relative à l'efficacité des réseaux électriques (C/2025/6703).

Globalement, BRUGEL souligne la nécessité d'inscrire les différentes mesures proposées dans une vision d'ensemble cohérente, reposant sur une méthodologie claire, transparente et harmonisée de gestion de la congestion avec un rôle renforcé du régulateur. BRUGEL estime à cet égard qu'une gestion efficace de la congestion suppose de ne pas limiter l'analyse aux seules dispositions spécifiquement dédiées à cette matière. La mise en place d'un cadre performant repose également sur une série de dispositifs étroitement liés, notamment les mécanismes de flexibilité commerciale et technique, ainsi que les règles applicables aux raccordements et à la planification du réseau. Pour cette raison, le présent avis formule également des observations sur plusieurs dispositions connexes qui, sans traiter directement de la congestion, participent à la même logique réglementaire et constituent des conditions essentielles à l'atteinte des objectifs poursuivis par l'avant-projet d'ordonnance.

Si BRUGEL ne formule pas d'observations sur certaines dispositions de l'avant-projet, cela signifie qu'elle y souscrit. Le présent avis vise dès lors à attirer l'attention sur des points spécifiques qui mériteraient, selon BRUGEL, d'être précisés ou renforcés. Ces points sont abordés ci-dessous.



4.1.1. Les raccordements flexibles

4.1.1.1. Conditions d'éligibilité à la convention de raccordement flexible

L'article 9bis/2, tel qu'inséré par l'avant-projet d'ordonnance, dispose que :

« § 1er. Lorsque la capacité est limitée ou insuffisante dans une zone du réseau publiée conformément aux articles 5, § 1er, alinéa 2, 11° et 7, § 1er, alinéa 2, 11°, le gestionnaire de réseau peut proposer une convention de raccordement flexible à l'utilisateur du réseau. La décision de proposer une convention de raccordement flexible est motivée et repose sur des critères objectifs, techniquement et économiquement fondés.

§ 2. La conclusion de conventions de raccordement flexible ne peut pas avoir pour effet de retarder les développements du réseau prévus dans les plans de développement visés à l'article 12.

§ 3. BRUGEL détermine les critères qui permettent d'identifier les zones du réseau dans lesquelles le développement du réseau ne constitue pas la solution la plus efficace d'un point de vue technico-économique.

Dans ces zones, par dérogation à l'article 9bis/5, § 1er, une convention de raccordement flexible peut être conclue pour une durée indéterminée ».

L'article 9bis/3, tel qu'inséré par l'avant-projet d'ordonnance dispose quant à lui que :

« § 1er. Le gestionnaire de réseau peut proposer une convention de raccordement flexible pour :

- 1° une nouvelle demande de raccordement ;*
- 2° une demande d'augmentation de puissance d'un raccordement existant.*

§ 2. Les conventions de raccordement flexible concernent exclusivement les installations des clients haute tension qui répondent aux critères techniques définis par le règlement technique.

§ 3. Les conventions de raccordement flexible ne s'appliquent pas au réseau ferroviaire de la Société des Transports Intercommunaux de Bruxelles.

§ 4. Le caractère flexible du raccordement porte sur :

- 1° la limitation de la puissance mise à disposition par périodes de temps ;*
- 2° la limitation des volumes prélevés et injectés par périodes de temps.*

§ 5. L'utilisateur du réseau ayant conclu une convention de raccordement flexible installe un système de contrôle de l'alimentation certifié par un organisme certificateur agréé, conformément aux exigences du règlement technique ».

L'article 9bis/4 tel qu'inséré par l'avant-projet d'ordonnance prévoit ceci :

« § 1er. Chaque raccordement flexible fait l'objet d'une convention entre l'utilisateur du réseau et le gestionnaire de réseau, basée sur une convention-type.

La convention-type, ainsi que toutes ses modifications, prévoient des conditions transparentes, proportionnées, objectives et non-discriminatoires.



§ 2. La convention-type contient au minimum :

1° les modalités du raccordement flexible relatives aux volumes prélevés et injectés maximaux par périodes de temps et aux capacités supplémentaires flexibles d'injection et de prélèvement par périodes de temps et le nombre estimé de modulations par an ;

2° la référence aux frais d'accès au réseau, impôts, taxes, surcharges, redevances et contributions de toutes natures applicables ;

3° la durée de la convention et, le cas échéant, la date prévisionnelle à laquelle la totalité de la capacité demandée sera disponible ;

4° les mesures applicables en cas de non-respect de la convention.

§ 3. BRUGEL approuve la convention-type après consultation publique organisée par le gestionnaire de réseau et publication d'un rapport de consultation ».

Ainsi, une convention de raccordement flexible peut être proposée aux conditions cumulatives suivantes :

- a) La demande doit être située dans les zones publiées où la capacité du réseau est limitée ou insuffisante, conformément à l'article 7, § 1, al. 2, 11° de l'ordonnance électricité ;
- b) La demande doit porter sur un nouveau raccordement ou une augmentation de puissance sur un raccordement existant dont la tension est supérieure à 1 kV (concerne les clients haute tension conformément à l'article 2, 19° de l'ordonnance électricité), à l'exclusion de la traction ferroviaire.
- c) Les clients concernés doivent répondre aux critères techniques définis par le règlement technique et disposer d'un système de contrôle de l'alimentation ;

BRUGEL estime opportun d'apporter certaines adaptations au texte proposé afin de garantir que le cadre juridique reflète adéquatement la réalité de l'exploitation et de la gestion des réseaux, notamment dans un contexte d'interconnexion croissante des infrastructures et d'évolution des phénomènes de congestion :

1. Une approche plus souple du cadre permettant de proposer des contrats de raccordement flexible

BRUGEL relève que l'article 9bis/2 tel qu'inséré par l'avant-projet d'ordonnance ne permet aux gestionnaires des réseaux de proposer une convention de raccordement flexible que lorsque la capacité est limitée ou insuffisante dans une zone du réseau publiée sur la cartographie de capacité. Cette formulation présente deux limites de fond :

- 1) la référence explicite à ces cartes de capacité présente des avantages évidents en termes de transparence et de prévisibilité pour les utilisateurs du réseau, mais ne permet pas de refléter pleinement la réalité opérationnelle de la gestion des réseaux électriques, caractérisée par des situations évolutives, localisées et fortement interconnectées. En effet, l'apparition de contraintes de capacité ne se limite pas nécessairement aux zones identifiées dans la cartographie et peut résulter de circonstances particulières révélées au moment de l'analyse d'une demande individuelle de raccordement.



- 2) BRUGEL constate que certaines contraintes observées sur le réseau de transport peuvent déjà aujourd'hui entraîner des répercussions sur les possibilités de raccordement d'utilisateurs situés sur le réseau de distribution en Région de Bruxelles-Capitale. Ainsi, même lorsque le réseau de distribution dispose, à proprement parler, de capacités suffisantes, l'insuffisance de capacité disponible sur le réseau situé en amont peut conduire à limiter ou conditionner certains raccordements. Dans une telle hypothèse, le gestionnaire du réseau de distribution pourrait être amené à proposer un contrat de raccordement flexible afin de gérer cette contrainte, alors même que la zone concernée n'apparaît pas comme limitée ou insuffisante dans la cartographie de capacité du réseau de distribution.

Or, la formulation actuelle de l'article 9bis/2 ne semble pas couvrir explicitement ces situations. Ainsi, cette formulation paraît plus restrictive que le mécanisme adopté en Flandre figurant à l'article 4.1.17/9 §1^{er}, 1° de l'Energiedecreet, lequel permet également de proposer un raccordement flexible lorsque l'étude de réseau réalisée dans le cadre d'une demande de raccordement met en évidence un risque de congestion, y compris dans une zone qui n'avait pas été identifiée préalablement comme congestionnée.

BRUGEL estime qu'une telle faculté pourrait également être utile en Région de Bruxelles-Capitale afin de permettre au gestionnaire de réseau de traiter certaines demandes individuelles révélant une contrainte locale non encore reflétée dans la cartographie de capacité.

BRUGEL propose dès lors de compléter le § 1 de l'article 9bis/2 comme suit (passage souligné en gras) :

« § 1er. Lorsque la capacité est limitée ou insuffisante dans une zone du réseau publiée conformément aux articles 5, § 1er, alinéa 2, 11° et 7, § 1er, alinéa 2, 11°, ou s'il ressort de l'étude de réseau¹ que le raccordement de l'installation engendre une congestion, le gestionnaire de réseau peut proposer une convention de raccordement flexible à l'utilisateur du réseau. La décision de proposer une convention de raccordement flexible est motivée et repose sur des critères objectifs, techniquement et économiquement fondés ».

2. Clarification du champ d'application de l'exclusion relative aux infrastructures de traction ferroviaire

L'exclusion de la STIB des conventions de raccordement flexible est un choix qui relève du politique. Pour l'orientation à prendre, plusieurs éléments doivent être pris en compte.

D'une part, l'exclusion de la STIB des raccordements flexibles peut se justifier. Il est possible que la modulation de la puissance des installations, réservées à alimenter les trams et les métros de la STIB, pourrait empêcher leur bon fonctionnement et nuire dès lors à la continuité de ce service public. D'autre part, le fait de ne pas pouvoir bénéficier d'une convention de raccordement flexible pourrait être défavorable à la STIB. Si le gestionnaire de réseau n'a pas la capacité suffisante pour raccorder et qu'il ne peut pas offrir une convention de raccordement flexible, il pourrait être amené à refuser le raccordement ou l'augmentation de la puissance demandée par la STIB. Au-delà de l'utilisation des raccordements flexibles, il s'agit potentiellement d'une question de priorisation des demandes de raccordement. Dans le cadre des choix politiques, la question de la non-utilisation des raccordements

¹ Il conviendrait de faire référence au nouveau paragraphe de l'article 9bis/1 tel que proposé au point 4.1.3.3. « Etude préalable au raccordement »



flexibles pour certains usages et la priorisation des raccordements (point 4.1.4) peut également se poser pour d'autres services publics (comme les hôpitaux ou les services de police, à titre d'exemple).

Si le choix est fait d'exclure la STIB des conventions de raccordement flexible, BRUGEL plaide pour l'extension de cette exception à Infrabel et à la SNCB dans la limite de la compétence régionale. Les infrastructures d'alimentation électrique d'Infrabel et de la SNCB présentent des contraintes opérationnelles similaires et remplissent également une mission de service public de transport. Dans le cas où cette orientation est choisie, BRUGEL recommande de modifier l'avant-projet d'article 9bis/3, § 3, en remplaçant les termes « *réseau ferroviaire de la Société des Transports Intercommunaux de Bruxelles* » par « *réseaux de traction ferroviaire régional et de gares* » pour y inclure les infrastructures de la SNCB et d'Infrabel dans les limites de la compétence régionale.

4.1.1.2. Refus de raccordement au réseau

L'article 9bis/1 § 1^{er}, al. 2 tel qu'inséré par l'avant-projet d'ordonnance prévoit ce qui suit :

« § 1. Le gestionnaire de réseau traite toute demande de raccordement conformément à la présente section et aux conditions fixées par le règlement technique.

Il ne peut refuser une demande de raccordement que :

1° s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire, sans préjudice de l'article 9bis/2 ;

2° si le demandeur ne respecte pas les prescriptions techniques fixées par le règlement technique.

La décision de refus est motivée et repose sur des critères objectifs, techniquement et économiquement fondés.

Lorsque le refus concerne le raccordement d'un point de recharge en raison de la non-disponibilité de la capacité nécessaire, le gestionnaire de réseau communique, à la demande du tiers qui a sollicité le raccordement, les informations relatives aux mesures nécessaires pour renforcer le réseau ainsi que les solutions alternatives envisageables.

§ 2. Le gestionnaire de réseau communique à l'utilisateur du réseau, dans un délai maximal de trois mois à compter du dépôt de la demande de raccordement, les informations claires et transparentes sur l'état d'avancement et le traitement de la demande.

Tant que le raccordement n'est ni réalisé ni définitivement refusé, ces informations sont mises à jour régulièrement et au moins une fois par trimestre.

§ 3. Le gestionnaire de réseau met à disposition une procédure permettant aux utilisateurs du réseau de demander le raccordement et de soumettre les documents y afférents sous forme numérique. ».

BRUGEL estime que le régime de refus de raccordement prévu à l'article 9bis/1 tel qu'inséré par l'avant-projet d'ordonnance gagnerait à être davantage articulé avec le mécanisme de raccordement flexible prévu à l'article 9bis/2.

En effet, dans sa rédaction actuelle, l'article 9bis/1 autorise le gestionnaire de réseau à refuser une demande de raccordement lorsqu'il ne dispose pas de la capacité nécessaire, sous réserve de l'article



9bis/2. Toutefois, le texte ne précise pas explicitement que le gestionnaire de réseau doit, préalablement à toute décision de refus fondée sur un manque de capacité, examiner l'opportunité de proposer un raccordement flexible lorsque cette solution est techniquement et économiquement pertinente.

Une telle précision renforcerait la cohérence de l'ordonnance.

En effet, plusieurs dispositions de l'avant-projet reposent sur le principe selon lequel les raccordements flexibles constituent un outil de gestion des contraintes de réseau permettant de faciliter l'accès au réseau tout en différant certains investissements.

Par exemple, les articles 5, § 1er, alinéa 2, 11°, et 7, § 1er, alinéa 2, 11°, imposent la publication de cartes de capacité mentionnant notamment les zones où un raccordement flexible est envisageable. De même, les articles 5, § 1er, alinéa 2, 10°, et 7, § 1er, alinéa 2, 9°, consacrent le recours aux services de flexibilité comme alternative ou complément au renforcement du réseau.

Enfin, l'article 12 prévoit que les plans de développement tiennent compte des raccordements flexibles et des investissements nécessaires à leur conversion ultérieure en raccordements de pleine capacité.

Dans ce contexte, BRUGEL considère qu'un refus de raccordement pour insuffisance de capacité ne devrait intervenir qu'après une évaluation préalable de la possibilité d'un raccordement flexible.

BRUGEL recommande dès lors de compléter l'article 9bis/1 afin de prévoir explicitement que, lorsqu'un refus est envisagé pour absence de capacité disponible, le gestionnaire de réseau doit d'abord examiner la possibilité d'un raccordement flexible conformément à l'article 9bis/2 et en motiver les raisons pour lesquelles une telle solution ne peut être proposée.

L'alinéa suivant pourrait être intégré dans l'article 9bis/1 : « Avant tout refus de raccordement, le gestionnaire de réseau doit étudier l'opportunité de proposer une convention de raccordement flexible. ».

L'alinéa suivant de l'article 9bis/1, tel que proposé actuellement, devrait intégrer le passage souligné : « La décision de refus est motivée et repose sur des critères objectifs, techniquement et économiquement fondés. Lorsque le gestionnaire de réseau refuse d'octroyer un raccordement flexible, il le justifie dans sa décision de refus. »

4.1.1.3. Caractère temporaire de la convention de raccordement flexible

L'article 9bis/5 § 1 tel qu'inséré par l'avant-projet d'ordonnance dispose que :

« La convention de raccordement flexible est temporaire. Elle prend fin lorsque les investissements dans le réseau sont réalisés et endéans le délai fixé dans la convention et, au plus tard, dans le délai standard maximum fixé par BRUGEL dans le règlement technique, sauf accord contraire entre l'utilisateur du réseau et le gestionnaire de réseau ».

À ce propos, BRUGEL tient à attirer l'attention du législateur sur le fait que si le caractère temporaire de la convention de raccordement flexible repose sur l'hypothèse que les investissements de réseau nécessaires seront effectivement réalisés dans les délais convenus, encore faut-il que cette obligation



fasse l'objet d'un suivi effectif et de mécanismes contraignants. À défaut, la FCA risque de s'apparenter à une simple déclaration d'intention, sans garantie de réalisation des renforcements attendus. Cette question renvoie directement à la nécessité de doter BRUGEL de pouvoirs de contrôle et, le cas échéant, de sanction adaptée, qui seront examinés plus en détail ci-dessous (point 0).

4.1.1.4. Compensation en cas de non-respect des limites contractuelles

L'article 9bis/5 § 2 tel qu'inséré par l'avant-projet d'ordonnance prévoit que le non-respect par le gestionnaire de réseau de la durée et des modalités du contrat de raccordement flexible, à savoir la puissance et les volumes mis à disposition par période de temps, donne lieu à une indemnisation, en cas de dommage, de l'utilisateur du réseau, en application des articles 32quinquies et sexies de l'ordonnance électricité.

Pour rappel, l'article 32quinquies prévoit que le dommage matériel direct subi par un client final du fait de l'interruption ou de l'irrégularité de la fourniture électrique fait l'objet d'une indemnisation avec un plafond de 2 millions d'euros par événement dommageable, réduite à due concurrence lorsque plusieurs clients sont endommagés. Cette indemnisation n'est pas due lorsque la cause du dommage résulte d'un cas de force majeure, du fait d'un tiers ou d'un incident sur un réseau interconnecté en aval ou en amont.

L'exposé des motifs de l'avant-projet justifie l'article 9bis/5 § 2 par la nécessité d'assurer « *un maximum de prévisibilité* » et de « *sécurité temporelle* » à l'utilisateur du réseau ainsi que « *de préserver le caractère équitable des conditions d'accès au réseau et de la relation entre le gestionnaire de réseau et l'utilisateur* »².

Ce système de compensation doit, par conséquent, garantir un équilibre entre la protection du réseau contre les risques de congestion et celle du consommateur, afin de minimiser le coût sociétal.

BRUGEL adhère pleinement à l'objectif poursuivi par l'avant-projet d'ordonnance. Elle estime toutefois que, dans la recherche d'un équilibre adéquat entre les différents intérêts en présence, plusieurs aspects méritent d'être pris en considération :

- L'octroi d'un raccordement flexible permet à l'utilisateur de se raccorder plus vite dans l'attente des investissements dans le réseau ;
- L'utilisation d'un raccordement flexible ne peut pas retarder les investissements dans le développement du réseau. Des incitants suffisants au développement du réseau doivent subsister ;
- L'utilisateur doit être incité le plus possible à s'installer dans les zones non congestionnées où la capacité est bien disponible ;
- Les coûts et modalités du raccordement flexible doivent être prévisibles pour l'utilisateur pour faciliter ses investissements.

Dans le cas de non-respect des conditions contractuelles, BRUGEL estime que le régime d'indemnisation fondé sur la démonstration d'un dommage doit être remplacé par un régime de compensation transparent, objectif, non discriminatoire et réflexif des coûts dont les modalités

² Exposé des motifs, v. 1EL avril 2026, p. 30.



seraient déterminées dans les règlements techniques.

En effet, l'objectif poursuivi par l'article 9bis/5, § 2, est d'assurer à l'utilisateur du réseau une prévisibilité suffisante quant aux conséquences économiques d'un raccordement flexible. Cette prévisibilité ne porte pas uniquement sur les limitations qui pourront être imposées dans le cadre du contrat, mais également sur les conséquences du non-respect par le gestionnaire du réseau des limites qu'il s'est lui-même engagé à respecter.

Or, un régime fondé sur la preuve d'un dommage ne permet pas d'atteindre cet objectif. Même lorsque le gestionnaire du réseau dépasse les limites contractuelles relatives à la durée du caractère flexible du raccordement, aux volumes de limitation ou à la capacité flexible mise à disposition, l'utilisateur devrait encore démontrer l'existence et l'étendue d'un dommage indemnisable. En pratique, cette démonstration peut s'avérer complexe, voire impossible, alors même que le gestionnaire du réseau n'a pas respecté les paramètres du contrat.

Il n'est par ailleurs 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 de retarder de tels investissements).

L'absence d'indemnisation, dans le cas où les modalités contractuelles sont respectées, est également opportune. 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.

Cette logique est d'ailleurs celle retenue dans les autres Régions³ :

- En Région flamande, la compensation est déclenchée lorsque certaines limites contractuelles sont dépassées, notamment en ce qui concerne la durée estimée du raccordement flexible, les volumes de modulation ou la capacité flexible mise à disposition ;
- En Région wallonne, une compensation est également prévue lorsque le gestionnaire ne respecte pas les paramètres contractuels relatifs à la durée du raccordement flexible, à la répartition entre puissance ferme et puissance flexible ou encore aux volumes de limitation estimés.

Il est donc logique de prévoir le même régime à Bruxelles (même *level playing field* entre les régions). En effet, un régime d'indemnisation moins favorable en Région de Bruxelles-Capitale pourrait placer les utilisateurs bruxellois dans une situation désavantageuse par rapport à ceux des autres Régions et créer une différence de traitement difficilement justifiable au regard d'une problématique de congestion qui dépasse les frontières régionales.

Par ailleurs, juridiquement, il revient au régulateur de fixer ou d'approuver les méthodes utilisées pour calculer ou établir les conditions de raccordement et d'accès sur la base de l'article 59, 7, a), de la directive 2019/944. Selon l'interprétation de la Cour de justice de l'Union européenne, le législateur

³ Art. 4.1.17/14 de l'Energiedecreet et art. 26 § 2septies de l'avant-projet de décret relatif à l'accès aux réseaux et à leur développement, adopté en 1^{ère} lecture le 13 mai 2026 : <https://www.cwape.be/publications/document/6957>.



peut fixer l'orientation politique générale dans ces matières et l'exécution de ces principes revient au régulateur de manière exclusive⁴. Pour autant qu'il s'agisse d'une indemnisation forfaitaire, la compensation en cas de non-respect des modalités contractuelles peut être considérée comme relevant du champ d'application de l'article 59, 7., a) de la directive 2019/944.

Cette répartition des compétences est d'ailleurs appliquée dans les deux autres régions.

Dès lors, il convient de prévoir la même prérogative pour BRUGEL.

Au vu de ces éléments, BRUGEL recommande de remplacer l'article 9bis/5 § 2 comme suit :

« Les utilisateurs du réseau ayant conclu un contrat de raccordement flexible bénéficient d'une compensation transparente, objective, non discriminatoire et réflexive des coûts lorsque le gestionnaire du réseau ne respecte pas les caractéristiques du raccordement flexible prévues dans ce contrat.

Cette compensation est due lorsque les limites relatives à la durée du caractère flexible du raccordement, aux volumes de limitation ou à la capacité flexible mise à disposition sont dépassées.

BRUGEL détermine, dans les règlements techniques, la méthodologie de calcul ainsi que les modalités d'octroi de cette compensation.

Aucune compensation n'est due lorsque le non-respect des modalités du contrat de raccordement flexible est imputable à l'utilisateur du réseau. BRUGEL peut préciser dans les règlements techniques les cas dans lesquels cette imputabilité est établie.

Les règles de partage des coûts de cette compensation entre gestionnaires de réseau sont déterminées dans la convention de collaboration entre les gestionnaires de réseau ».

Par ailleurs, BRUGEL recommande de compléter l'article 9ter, le paragraphe concernant le code de collaboration ou l'article 2, 22° afin d'intégrer le concept de la convention de collaboration.

4.1.2. Raccordements flexibles permanents

L'article 6bis, c), de la directive 2019/944, tel que modifié par la directive (UE) 2024/1711, prévoit que les conventions de raccordement flexibles peuvent constituer une solution permanente dans les zones où l'autorité compétente considère que le développement du réseau ne constitue pas la solution la plus efficace d'un point de vue technico-économique, y compris pour les installations de stockage. Cette disposition vise à éviter des investissements disproportionnés dans le réseau lorsque le recours durable à la flexibilité permet d'atteindre un résultat similaire à moindre coût.

L'avant-projet d'ordonnance transpose ce principe à l'article 9bis/2, § 3, en prévoyant que BRUGEL détermine les critères permettant d'identifier les zones dans lesquelles le développement du réseau ne constitue pas la solution la plus efficace d'un point de vue technico-économique et dans lesquelles

⁴ CJUE, 6 mars 2025, nr. C-48/23, *Alajärven Sähkö Oy* ; CJUE, 3 décembre 2020, C-767/19, *Commission c. Belgique*, § 98-115 ; considérant 87 de la directive 2019/944.



une convention de raccordement flexible peut être conclue pour une durée indéterminée.

BRUGEL accueille favorablement l'introduction de cette possibilité. Toutefois, plusieurs éléments méritent d'être précisés afin de garantir une mise en œuvre cohérente de cet article avec l'ensemble de l'ordonnance.

4.1.2.1. Identification des zones

L'avant-projet d'ordonnance confie actuellement à BRUGEL la responsabilité de déterminer les critères permettant d'identifier les zones dans lesquelles le développement du réseau ne constitue pas la solution la plus efficiente.

BRUGEL s'interroge toutefois sur l'opportunité de lui confier à elle seule cette tâche. En pratique, les gestionnaires de réseau disposent de l'ensemble des données techniques, économiques et prospectives permettant d'évaluer la pertinence relative d'un renforcement de réseau ou d'un recours durable à la flexibilité. Il apparaît dès lors préférable de préciser que BRUGEL établit l'identification de ces zones en concertation avec les gestionnaires de réseau, sur la base de critères objectifs, transparents et technico-économiques.

Par ailleurs, l'article 9bis/2, § 3, se limite à l'identification des zones concernées sans préciser les conditions selon lesquelles un raccordement flexible permanent peut effectivement être proposé ou octroyé. Or, l'identification d'une zone éligible ne devrait pas conduire automatiquement à la conclusion d'un raccordement flexible permanent. Une analyse complémentaire doit pouvoir être réalisée au cas par cas afin d'évaluer si cette solution constitue effectivement l'option la plus efficiente au regard de la situation du demandeur et de l'état du réseau.

À cet égard, BRUGEL estime que les raccordements flexibles permanents devraient être intégrés dans la méthodologie générale d'application des conventions de raccordement flexible développée au point 4.1.3.

Cette méthodologie devrait notamment déterminer :

- les critères permettant d'identifier les zones concernées ;
- les modalités d'évaluation technico-économique justifiant le recours à un FCA permanent ;
- l'articulation entre les investissements de réseau, les services de flexibilité et les FCA permanents ;
- les modalités de suivi et de réévaluation de ces raccordements.

En effet, les FCA permanents constituent moins une catégorie autonome qu'une modalité particulière de mise en œuvre des conventions de raccordement flexible lorsque l'analyse technico-économique démontre qu'un renforcement du réseau n'est pas la solution la plus efficiente.

Enfin, BRUGEL estime qu'il est indispensable de prévoir une réévaluation périodique de ces zones et des raccordements flexibles permanents qui y sont octroyés. La situation du réseau évolue continuellement sous l'effet des investissements, des nouveaux raccordements ou encore des services de flexibilité. Une zone identifiée aujourd'hui comme nécessitant une solution de flexibilité permanente pourrait ne plus répondre à cette qualification quelques années plus tard.

BRUGEL propose dès lors que les gestionnaires de réseau procèdent à des réévaluations régulières



dont les modalités seraient précisées dans les règlements techniques.

4.1.2.2. Compensations des raccordements flexibles permanents

Contrairement aux conventions de raccordement flexible temporaires, dont la vocation est de permettre l'accès au réseau dans l'attente d'un renforcement futur, les raccordements flexibles permanents reposent précisément sur le constat qu'un tel renforcement ne constitue pas la solution la plus efficiente.

Dans cette hypothèse, la limitation de capacité ne présente plus un caractère transitoire mais constitue un élément structurel du raccordement. L'utilisateur du réseau participe dès lors durablement à la gestion de la congestion et au fonctionnement efficient du réseau.

BRUGEL estime que cette contribution doit être reconnue par un mécanisme de compensation spécifique.

À cet égard, l'avant-projet d'ordonnance demeure silencieux quant à l'existence d'une compensation pour les utilisateurs qui accepteraient de conclure un raccordement flexible permanent. L'exposé des motifs précise que l'utilisation d'un raccordement flexible permanent se justifie dans le but « *d'éviter les surinvestissements dans le réseau* » et de « *maîtriser les coûts d'accès à celui-ci* »⁵. Or, lorsqu'un utilisateur accepte durablement une limitation de son accès au réseau afin d'éviter ou de différer des investissements dans les infrastructures, il contribue directement à l'optimisation économique du système électrique. Dans ce contexte, une compensation apparaît justifiée. Tel est le cas également en Flandre et en Wallonie⁶.

Cette logique diffère de celle applicable aux raccordements flexibles temporaires, en ce qui concerne les conditions d'octroi. Dans le cas d'un FCA temporaire, la compensation vise principalement à couvrir les situations dans lesquelles le gestionnaire de réseau dépasse les limites contractuelles qu'il s'était engagé à respecter. En revanche, dans le cas d'un FCA permanent, la compensation constitue la contrepartie de la mise à disposition durable d'une flexibilité au bénéfice du réseau.

BRUGEL estime dès lors que l'ordonnance devrait consacrer le principe d'une compensation pour les utilisateurs concluant un raccordement flexible permanent et confier à BRUGEL la compétence de définir, dans les règlements techniques, la méthode de calcul et les modalités d'octroi de cette compensation.

Cette rémunération pourrait tenir compte des spécificités des zones concernées et des contraintes réellement supportées par les utilisateurs. Elle devrait également préserver un équilibre adéquat entre :

- le maintien d'un signal économique incitant les gestionnaires de réseau à investir lorsque cela demeure pertinent ;
- la valorisation de la contribution effective des utilisateurs à la gestion de la congestion ;
- la maîtrise des coûts supportés par l'ensemble des utilisateurs du réseau.

⁵ Exposé des motifs, v. 1EL avril 2026, p. 26-27.

⁶ Art. 26, § 2septies, al. 3 de l'avant-projet de décret relatif à l'accès aux réseaux et à leur développement, adopté en 1^{ère} lecture le 13 mai 2026 : <https://www.cwape.be/publications/document/6957> et Art. 4.1.17/16 de l'Energiedecreet.



Enfin, à l'instar d'autres mécanismes de flexibilité, il serait opportun que cette compensation ne soit pas forcément réfective des coûts, mais puisse être basée sur le marché en mettant en concurrence les différents acteurs.

Pour BRUGEL, ce type de convention devrait être envisagé dans une optique multilatérale. Elle devrait donc être proposée à tous les acteurs de marché, et pas seulement aux demandeurs d'un nouveau raccordement. Comme le marché de la flexibilité, une mise en concurrence devrait être organisée. Tous les acteurs d'une zone donnée auraient la possibilité de soumettre une offre indiquant les conditions auxquelles ils seraient prêts à conclure une convention de raccordement permanent. Puisqu'il n'y a pas de perspective d'obtenir un raccordement ferme, il ne serait pas raisonnable de faire peser tout le poids du caractère permanent de ces raccordements flexibles sur les derniers arrivés. Les appels d'offres concernant les conventions de raccordement flexible permanentes pourraient prendre en compte le type d'usage dans l'octroi de cette convention et dans ses modalités.

Une convention de raccordement flexible permanent ne pourrait être proposée de manière bilatérale que dans des cas très exceptionnels lorsqu'il s'agit de la seule alternative à un refus de raccordement.

Ces modalités seront précisées dans le règlement technique.

Enfin, BRUGEL souhaite attirer l'attention du législateur sur le fait que les raccordements flexibles permanents ne doivent pas être envisagés isolément. Ils constituent l'une des solutions pouvant être retenues par les gestionnaires de réseau lorsqu'ils évaluent, pour une situation donnée, l'opportunité de recourir à un investissement réseau, à un service de flexibilité ou à une convention de raccordement flexible. Il convient dès lors d'intégrer pleinement ces raccordements permanents dans la méthodologie générale d'application des FCA développée au point 4.1.3 ci-après.

4.1.2.3. Recommandation

Au vu des deux points précédents, BRUGEL recommande dès lors de modifier l'article 9bis/2, § 3, comme suit :

« § 3. BRUGEL élabore une méthodologie permettant d'identifier les zones du réseau dans lesquelles le développement du réseau ne constitue pas la solution la plus efficiente d'un point de vue technico-économique en concertation avec les gestionnaires de réseau.

Dans ces zones, par dérogation au § 1er, une convention de raccordement flexible peut être conclue pour une durée indéterminée.

BRUGEL fixe dans les règlements techniques les conditions et la procédure applicables aux conventions de raccordement flexible permanent.

Lorsqu'une convention de raccordement flexible est conclue pour une durée indéterminée conformément aux alinéas précédents, le gestionnaire de réseau motive, sur la base d'une analyse technico-économique objective, transparente, proportionnée et non discriminatoire, les raisons pour lesquelles le développement du réseau ne constitue pas la solution la plus efficiente.



Cette analyse tient notamment compte des possibilités de renforcement du réseau, du recours aux services de flexibilité, de l'évolution prévisible des besoins en capacité ainsi que des caractéristiques de l'installation concernée.

Les gestionnaires de réseau réévaluent périodiquement la pertinence du maintien de ces zones et des conventions de raccordement flexible permanent qui y sont conclues. BRUGEL peut préciser les modalités de cette évaluation dans les règlements techniques.

Les utilisateurs du réseau ayant conclu une convention de raccordement flexible permanent bénéficient d'une compensation selon la méthode de calcul et les modalités fixées par BRUGEL dans les règlements techniques. »

4.1.3. Méthodologie d'application des FCA

4.1.3.1. Nécessité d'une méthodologie globale

Comme déjà mentionné, BRUGEL salue l'introduction d'un cadre juridique permettant aux gestionnaires de réseau de proposer des conventions de raccordement flexible lorsque la capacité disponible est limitée ou insuffisante. Les articles 9bis/3 à 9bis/5 précisent notamment les situations dans lesquelles ces conventions peuvent être proposées, leur contenu minimal ainsi que leur caractère temporaire.

Toutefois, l'avant-projet d'ordonnance demeure relativement succinct quant aux modalités concrètes selon lesquelles les conventions de raccordement flexible devront être proposées, évaluées, activées et suivies.

L'exposé des motifs rappelle cependant expressément que « *La proposition de convention de raccordement flexible doit faire l'objet d'une motivation par le GRD ou le GRTr : en effet, ce n'est que sur la base de critères objectifs, fondés économiquement et techniquement qu'un gestionnaire de réseau peut proposer un raccordement flexible et pas un raccordement de pleine capacité* »⁷.

BRUGEL partage pleinement cette approche mais estime qu'elle devrait être explicitement traduite dans l'avant-projet d'ordonnance par l'obligation pour chaque gestionnaire de réseau d'établir une méthodologie transparente, objective, proportionnée et non discriminatoire encadrant l'application des conventions de raccordement flexible.

Cette méthodologie devrait constituer le cadre de référence applicable à l'ensemble du cycle de vie des FCA. Elle devrait notamment déterminer :

- les critères permettant d'identifier les situations dans lesquelles une convention de raccordement flexible peut être proposée ;
- les hypothèses et paramètres utilisés dans les études de réseau ;
- l'articulation entre les conventions de raccordement flexible, les services de flexibilité et les investissements de renforcement du réseau ;
- les modalités d'activation et de modulation des raccordements flexibles ;
- les règles de priorisation lorsque plusieurs raccordements flexibles coexistent dans une même

⁷ Exposé des motifs, v. 1EL avril 2026, p. 26.



- zone (ordre d'activation) ;
- les modalités de gestion des files d'attente et des demandes de raccordement ;
- les mesures garantissant la transparence et la non-discrimination entre utilisateurs du réseau ;
- les modalités de suivi et de rapportage permettant à BRUGEL d'exercer sa mission de contrôle.

Une telle méthodologie devrait faire l'objet d'une consultation préalable des acteurs concernés, être publiée de manière transparente et être soumise à l'approbation de BRUGEL. Il conviendrait également de prévoir que BRUGEL puisse préciser les modalités d'application de cette méthodologie dans le règlement technique afin de garantir une mise en œuvre harmonisée et cohérente sur l'ensemble des réseaux concernés.

À cet égard, BRUGEL propose l'insertion d'un nouvel article 9bis/3 (inséré entre l'article 9bis/2 et 9bis/3 actuels) disposant comme il suit :

« § 1er. Chaque gestionnaire de réseau établit une méthodologie transparente, objective, proportionnée et non discriminatoire relative à l'application des conventions de raccordement flexible.

Cette méthodologie définit au minimum :

1° les critères permettant de déterminer dans quels cas une convention de raccordement flexible peut être proposée ;

2° les principes applicables à la réalisation des études de réseau permettant d'évaluer la capacité disponible et la nécessité éventuelle d'un raccordement flexible ;

3° les critères permettant d'évaluer de manière comparative le recours aux investissements de réseau, aux services de flexibilité et aux conventions de raccordement flexible ;

4° les modalités et l'ordre d'activation des conventions de raccordement flexible, ainsi que les critères applicables lorsque plusieurs conventions de raccordement flexible sont susceptibles d'être activées simultanément ;

5° les règles applicables lorsque plusieurs conventions de raccordement flexible ou autres mesures de gestion de la congestion sont susceptibles d'être activées simultanément ;

6° les principes de gestion des demandes de raccordement et d'augmentation de puissance dans les zones du réseau soumises à des contraintes de capacité ;

7° les modalités de suivi, de contrôle et de rapportage relatives aux conventions de raccordement flexible.

La méthodologie peut établir des règles distinctes selon les catégories d'utilisateurs du réseau, les catégories de raccordements ou les catégories d'installations concernées.

§ 2. Les gestionnaires de réseau procèdent, préalablement à l'adoption de cette méthodologie, à une consultation transparente et participative des utilisateurs du réseau et des acteurs du marché concernés.

Ils publient les réponses reçues ainsi qu'un rapport de consultation.

§ 3. La méthodologie et ses modifications sont fixées par le régulateur en concertation avec les gestionnaires de réseau.

§ 4. BRUGEL peut préciser, dans le règlement technique, les modalités d'application de cette méthodologie, y compris les règles relatives à l'ordre d'activation des conventions de raccordement flexible, ainsi que les informations minimales qu'elle doit contenir ».

Les développements qui suivent s'inscrivent dans cette logique et précisent les principaux éléments qui devraient être intégrés dans cette méthodologie.



4.1.3.2. Cartes de capacité : zones où proposer des FCA

1. Principe et portée des cartes de capacité

L'article 5, 11° tel qu'inséré par l'avant-projet d'ordonnance prévoit :

« Le gestionnaire du réseau de transport est notamment chargé des charges suivantes : (...) 11° la communication aux utilisateurs du réseau de transport régional des informations dont ils ont besoin pour un accès efficace audit réseau, y compris pour l'utilisation de celui-ci.

En particulier, il publie, de manière claire, transparente et avec une granularité spatiale élevée, des informations sur la capacité disponible pour de nouveaux raccordements et pour des augmentations de puissance de raccordements existants, dans le respect de la sécurité publique et de la confidentialité des données.

Cette publication s'effectue sous un format cartographique et couvre une période de trois ans.

Les informations sont mises à jour régulièrement, et au moins une fois par trimestre.

La cartographie inclut la capacité faisant l'objet d'une demande de raccordement et la possibilité d'un raccordement flexible dans les zones du réseau dans lesquelles la capacité du réseau est limitée ou insuffisante.

Le gestionnaire du réseau de transport régional publie la méthodologie de calcul de la capacité disponible pour de nouveaux raccordements et pour des augmentations de puissance de raccordements existants. Cette méthodologie est soumise à l'approbation préalable de BRUGEL ».

L'article 7, 11° tel qu'inséré par l'avant-projet d'ordonnance prévoit le même principe pour le GRD :

« (...) le gestionnaire du réseau de distribution est notamment chargé des tâches suivantes : 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 ;

En particulier, il publie, de manière claire, transparente et avec une granularité spatiale élevée, des informations sur la capacité disponible pour de nouveaux raccordements et pour des augmentations de puissance de raccordements existants, dans le respect de la sécurité publique et de la confidentialité des données.

Cette publication s'effectue sous un format cartographique et concerne uniquement les infrastructures d'un niveau de tension électrique supérieur à un kilovolt.

La cartographie couvre une période de trois ans.

Les informations sont mises à jour régulièrement, et au moins une fois par trimestre.

La cartographie inclut la capacité faisant l'objet d'une demande de raccordement et la possibilité d'un raccordement flexible dans les zones du réseau dans lesquelles la capacité du



réseau est limitée ou insuffisante.

Le gestionnaire du réseau de distribution publie la méthodologie de calcul de la capacité disponible pour de nouveaux raccordements et pour des augmentations de puissance de raccordements existants. Cette méthodologie est soumise à l'approbation préalable de BRUGEL ».

L'introduction, pour le gestionnaire du réseau de transport régional et pour le gestionnaire du réseau de distribution, d'une obligation de publication d'informations relatives à la capacité disponible pour de nouveaux raccordements et pour les augmentations de puissance des raccordements existants constitue un préalable indispensable à une gestion proactive de la congestion et à une meilleure information des utilisateurs du réseau.

Elle s'inscrit par ailleurs dans les orientations européennes récentes visant à améliorer la visibilité sur les capacités de raccordement disponibles et à faciliter l'accès au réseau (voy. notamment art. 31 § 3 de la Directive 2019/944 inséré par la directive 2024/1711).

BRUGEL accueille donc favorablement l'obligation de publier ces informations sous forme cartographique ainsi que la soumission à son approbation préalable de la méthodologie de calcul de la capacité disponible. Cette dernière exigence est essentielle afin de garantir la cohérence, la transparence et l'objectivité des informations mises à disposition des utilisateurs du réseau.

2. Horizon de projection et mise à jour des informations

BRUGEL s'interroge toutefois sur la pertinence de limiter l'horizon de projection à trois ans tant pour le gestionnaire du réseau de transport régional que pour le gestionnaire du réseau de distribution. Aucune obligation de cette nature ne semble découler du cadre européen applicable, lequel impose la mise à disposition d'informations relatives aux capacités disponibles mais ne prescrit pas un horizon de projection de trois ans.

Dans ce contexte, BRUGEL estime qu'un horizon de cinq ans serait davantage approprié. D'une part, le gestionnaire du réseau de transport Elia publie déjà des informations prospectives reposant sur des horizons plus longs. D'autre part, dans le cadre des travaux actuellement menés entre BRUGEL et Sibelga relatifs au développement de la future *capacity map*, il a été retenu de prévoir des projections à cinq ans afin de fournir aux utilisateurs du réseau une visibilité suffisante sur les perspectives d'évolution des capacités disponibles. Un horizon limité à trois ans risquerait de réduire l'utilité pratique de ces cartes pour les porteurs de projets dont les délais de développement dépassent fréquemment cette période.

Par ailleurs, il serait opportun de revoir à la hausse la fréquence minimale de mise à jour des cartes de capacité du réseau. En particulier, BRUGEL recommande de remplacer l'exigence actuelle d'un rafraîchissement trimestriel par une obligation de mise à jour mensuelle. Une telle évolution permettrait de refléter plus fidèlement l'état réel du réseau, d'améliorer la transparence pour les utilisateurs et porteurs de projets, et de garantir une information plus réactive dans un contexte marqué par une forte dynamique des demandes de raccordement et des enjeux croissants de congestion.

2. Périmètre de publication et évolution future



S'agissant plus particulièrement du gestionnaire du réseau de distribution, BRUGEL prend acte du choix de limiter, dans un premier temps, la cartographie aux infrastructures d'un niveau de tension supérieur à un kilovolt. Cette approche apparaît proportionnée au regard de l'état actuel du réseau bruxellois, les enjeux de congestion se concentrant aujourd'hui principalement sur les réseaux de moyenne tension. BRUGEL estime néanmoins qu'il conviendra de réévaluer périodiquement le périmètre de publication et son éventuelle extension à la basse tension, à la lumière de l'évolution des contraintes observées sur le réseau.

3. Nature indicative des cartes de capacité

Par ailleurs, BRUGEL souhaite rappeler que ces cartes de capacité doivent conserver un caractère essentiellement informatif et indicatif.

En effet, les cartes de capacité ne peuvent être assimilées à une garantie de raccordement ou à une réservation de capacité. Elles visent avant tout à fournir aux utilisateurs du réseau une indication générale des capacités disponibles et des éventuelles contraintes existantes. Les conditions effectives de raccordement, y compris la possibilité de proposer un raccordement flexible, doivent toujours être déterminées sur la base d'une étude de réseau réalisée au moment de la demande de raccordement et tenant compte de l'état actualisé du réseau ainsi que des demandes effectivement introduites.

4. Contenu minimal des cartes de capacité

Enfin, BRUGEL relève que les dispositions proposées demeurent relativement laconiques quant au contenu des informations devant être publiées : « *La cartographie inclut la capacité faisant l'objet d'une demande de raccordement et la possibilité d'un raccordement flexible dans les zones du réseau dans lesquelles la capacité du réseau est limitée ou insuffisante* ». En particulier, l'avant-projet d'ordonnance ne précise pas explicitement que les cartes doivent permettre d'apprécier tant l'état actuel que l'évolution future des capacités du réseau.

À cet égard, BRUGEL constate que le cadre flamand prévoit de manière plus détaillée que les cartes de capacité décrivent la capacité disponible actuelle et future du réseau, sur la base notamment des plans d'investissement approuvés et des demandes de raccordement connues : « *Ces cartes décrivent la capacité disponible actuelle et future des réseaux de distribution et du réseau local de transport d'électricité, en se basant au minimum sur les plans d'investissement approuvés les plus récents et les demandes de raccordement les plus récentes* »⁸.

Cette approche présente l'avantage d'offrir aux utilisateurs du réseau une vision plus complète de l'évolution attendue des capacités disponibles ainsi que des éventuelles zones de congestion.

BRUGEL recommande dès lors de compléter les dispositions afin de préciser explicitement que les cartes de capacité doivent refléter non seulement la capacité disponible au moment de leur publication, mais également l'évolution prévisionnelle de cette capacité sur la base des investissements planifiés et approuvés. Une telle précision améliorerait la qualité de l'information mise à disposition des utilisateurs du réseau et contribuerait à une meilleure anticipation des situations de congestion.

⁸ Article 4.1.17/9 § 2 de l'Energiedecreet (traduction libre).



5. Lien avec les FCA et le cadre d'évaluation investissement-flexibilité

Également, le législateur flamand prévoit les bases de l'élaboration d'une méthodologie d'établissement de ces cartes, qui doivent notamment contenir : « 1° la capacité disponible du réseau pour les nouveaux raccordements et l'augmentation de capacité des raccordements existants, y compris la capacité pour les demandes de raccordement ; 2° les critères de calcul de la capacité disponible sur le réseau ; 3° la possibilité d'appliquer de la flexibilité, notamment par le biais d'accords de raccordement flexibles, dans les zones de congestion »⁹.

Il conviendrait bien de lier l'établissement de ces cartes à l'évaluation investissements vs. flexibilité que nous développons *infra*. BRUGEL estime en effet que les cartes de capacité ne devraient pas constituer un simple outil d'information. Elles devraient également refléter les arbitrages réalisés entre investissements de réseau, services de flexibilité et raccordements flexibles. Les hypothèses retenues pour l'établissement des cartes devraient dès lors être cohérentes avec la méthodologie d'évaluation développée au point 4.1.3.4 du présent avis. Cette articulation apparaît essentielle afin de garantir que les cartes de capacité reflètent de manière cohérente les choix effectués en matière de gestion de la congestion et de développement du réseau.

6. Concertation et rôle de BRUGEL

BRUGEL estime également que l'établissement des cartes de capacité nécessite une coordination étroite entre le gestionnaire du réseau de distribution, le gestionnaire du réseau de transport régional et le gestionnaire du réseau de transport. Les capacités disponibles à un niveau de réseau dépendent en effet directement des contraintes existant aux autres niveaux.

Dès lors, l'ordonnance devrait explicitement prévoir une obligation de concertation entre ces gestionnaires de réseaux lors de l'élaboration des cartes de capacité. Il apparaît également opportun d'associer les acteurs du marché à cette réflexion au travers d'une consultation préalable de la méthodologie.

Enfin, BRUGEL estime que son rôle ne devrait pas se limiter à l'approbation de la méthodologie. À l'instar de ses autres compétences techniques, BRUGEL devrait pouvoir préciser les modalités d'application de cette méthodologie afin de garantir une mise en œuvre harmonisée, transparente et évolutive.

7. Recommandation

BRUGEL recommande dès lors de compléter les articles 5, 11° et 7, 11° comme suit :

« Les cartes de capacité reflètent la capacité disponible actuelle et prévisionnelle du réseau, en tenant compte notamment des plans de développement approuvés, des investissements planifiés et des demandes de raccordement connues.

Le gestionnaire de réseau élabore cette cartographie en concertation avec les gestionnaires des réseaux interconnectés selon les modalités définies par BRUGEL.

⁹ Article 4.1.17/12 de l'Energiedecreet



BRUGEL approuve la méthodologie et peut en préciser les modalités d'application. »

4.1.3.3. Etude de réseau

BRUGEL relève que les articles 9bis/1 et 9bis/2 de l'avant-projet d'ordonnance encadrent déjà le traitement des demandes de raccordement et le recours au raccordement flexible, en imposant que les décisions du gestionnaire de réseau reposent sur des critères objectifs, techniques et économiques, soient dûment motivées et fassent l'objet d'une communication transparente à l'égard du demandeur.

Si ces principes constituent une base adéquate, le régulateur estime toutefois qu'ils gagneraient à être complétés par des dispositions encadrant davantage l'analyse préalable réalisée par le gestionnaire de réseau avant toute proposition de raccordement flexible **tant temporaire que permanent**, le règlement technique étant chargé d'en détailler la mise en œuvre.

BRUGEL propose dès lors l'ajout d'un nouveau paragraphe à l'article 9bis/1 rédigé comme suit :

« Le gestionnaire de réseau réalise une étude pour toute demande de raccordement ou d'augmentation de puissance nécessitant une analyse de la capacité disponible du réseau. Cette étude est réalisée sur la base de critères objectifs, transparents, proportionnés et non discriminatoires. Elle vise notamment à déterminer les modalités de raccordement les plus appropriées au regard de l'état du réseau et des contraintes identifiées. Le règlement technique précise le contenu, les modalités de réalisation et les critères applicables à ces études ».

4.1.3.4. Cadre d'évaluation entre investissements, flexibilité et raccordements flexibles

L'avant-projet d'ordonnance contient plusieurs instruments destinés à répondre aux contraintes croissantes qui pèsent sur le réseau, notamment les conventions de raccordement flexible, les services de flexibilité et les investissements prévus dans les plans de développement.

Elle prévoit également que les gestionnaires de réseau établissent leurs plans de développement sur la base d'analyses coûts-avantages et que les conventions de raccordement flexible ne peuvent avoir pour effet de retarder les développements du réseau prévus dans ces plans.

En effet, l'article 9bis/2 § 2 de l'avant-projet d'ordonnance prévoit que :

« La conclusion de conventions de raccordement flexible ne peut pas avoir pour effet de retarder les développements du réseau prévus dans les plans de développement visés à l'article 12 ».

L'article 9bis/5 § 2 du même avant-projet est rédigé quant à lui comme suit :

« La convention de raccordement flexible est temporaire. Elle prend fin lorsque les investissements dans le réseau sont réalisés et endéans le délai fixé dans la convention et, au plus tard, dans le délai standard maximum fixé par BRUGEL dans le règlement technique, sauf accord contraire entre l'utilisateur du réseau et le gestionnaire de réseau ».

L'article 12, § 1^{er}, de l'avant-projet d'ordonnance prévoit, concernant les plans d'investissement, ceci :



« Les gestionnaires de réseaux établissent, chacun pour ce qui les concerne, un plan de développement (...) Dans le cadre de l'application du principe de primauté de l'efficacité énergétique, les gestionnaires de réseaux se basent sur des analyses coûts-avantages pour établir leur plan de développement.

BRUGEL peut préciser le modèle de canevas des plans de développement proposés. Le plan de développement contient au moins les données suivantes : (...)

2° une estimation des besoins en capacité, compte tenu de l'évolution probable de la production, des mesures prises en application du principe de primauté de l'efficacité énergétique, de la fourniture, de la consommation, des scénarios de développement des voitures électriques, des raccordements flexibles et des échanges avec les deux autres régions et de leurs caractéristiques;

3° une description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés et pour permettre de transformer les raccordements flexibles en raccordements de pleine capacité ;

(...)

12° la liste des infrastructures nécessaires pour raccorder les nouvelles capacités de production et les nouvelles charges, y compris celles faisant l'objet d'une convention de raccordement flexible » (nous soulignons).

L'analyse coût-avantage se fait par ailleurs dans le cadre de l'efficacité énergétique, où les gestionnaires de réseau doivent montrer que les investissements planifiés en faveur de l'efficacité énergétique doivent être analysés sur la base d'analyse coût-avantage pour en démontrer la pertinence (transposition de l'article 27 de la directive efficacité énergétique) (voy. p. 35 de l'exposé des motifs).

Enfin, l'article 30bis, § 2, 42° prévoit que BRUGEL vérifie que le gestionnaire de réseau repose ses décisions en matière d'efficacité énergétique sur des analyses coûts-avantages, en tenant compte des solutions basées sur la gestion de la demande et de l'intérêt général. BRUGEL peut publier des méthodes et des orientations relatives à ces analyses coûts-avantages.

Par ailleurs, les raccordements flexibles sont en principe temporaires et doivent être convertis en raccordements de pleine capacité lorsque les investissements nécessaires sont réalisés.

Toutefois, l'ordonnance ne prévoit actuellement aucune méthodologie explicite permettant de déterminer dans quelles circonstances il est préférable :

- de renforcer le réseau ;
- d'acquérir des services de flexibilité ;
- de recourir à une convention de raccordement flexible ;
- ou de combiner ces différentes solutions.

Cette absence de cadre méthodologique est appelée à devenir plus problématique dans un contexte marqué par la multiplication des demandes de raccordement, ainsi que par l'apparition progressive de contraintes locales sur le réseau.

Dès lors, BRUGEL recommande, à l'instar de l'article 4.1.19/2 de l'Energiedecreet, de prévoir que les gestionnaires de réseau élaborent une méthodologie transparente, objective, proportionnée et non discriminatoire permettant d'évaluer l'achat de services de flexibilité, les conventions de raccordement flexible permanent et les investissements dans le réseau. Le but étant de fournir au gestionnaire du



réseau le cadre analytique lui permettant de déterminer, de manière transparente et justifiée, dans quelles situations un investissement, une solution de flexibilité ou un raccordement flexible constitue la solution la plus efficiente.

Le résultat de cette analyse doit ensuite être reflété dans les plans de développement conformément aux dispositions déjà prévues par l'article 12 de l'ordonnance.

Par ailleurs, BRUGEL constate que le cadre bruxellois relie fortement les FCA aux investissements prévus dans le plan de développement et que celles-ci se transforment en raccordement ferme une fois les investissements réalisés. Or, les contraintes de capacité et les demandes de raccordement apparaissent fréquemment entre deux cycles de planification.

BRUGEL est d'avis qu'il apparaît nécessaire que le gestionnaire du réseau puisse évaluer, au moment où une demande de raccordement ou d'augmentation de capacité est introduite, quelle solution constitue la réponse la plus efficiente entre :

- un investissement dans le réseau ;
- l'acquisition de services de flexibilité ;
- la conclusion d'une convention de raccordement flexible.

Dès lors, il conviendrait de permettre aux gestionnaires de réseau l'application de la méthodologie d'évaluation non seulement sur la base des plans d'investissement mais également à l'occasion de demandes concrètes de raccordement ou d'augmentation de capacité. Cette approche évite qu'un utilisateur du réseau doive attendre la révision du plan de développement suivant afin qu'une solution de raccordement puisse être identifiée.

BRUGEL estime dès lors opportun de prévoir explicitement que la méthodologie d'évaluation élaborée par le gestionnaire du réseau puisse être appliquée tant dans le cadre de la préparation des plans de développement que lors de l'analyse de demandes individuelles de raccordement ou d'augmentation de capacité.

Une telle évolution permettrait également de dissocier davantage le traitement des demandes de raccordement du calendrier de réalisation des investissements prévus dans les plans de développement. Sans remettre en cause le principe prévu à l'article 9bis/2 selon lequel les conventions de raccordement flexible ne peuvent retarder les investissements nécessaires au développement du réseau, elle permettrait d'éviter que la durée ou l'évolution d'une convention de raccordement flexible dépende exclusivement de la réalisation d'investissements futurs parfois conditionnés par des projets plus larges de renforcement du réseau de distribution ou du réseau de transport.

Dans cette optique, le cadre d'évaluation devrait permettre de déterminer, pour chaque situation, si la solution la plus efficiente consiste à réaliser un investissement réseau, à recourir à la flexibilité ou à maintenir durablement un raccordement flexible lorsque cette dernière option présente le meilleur équilibre entre les coûts supportés par les utilisateurs du réseau, la sécurité du réseau, la prévention des congestions et les besoins du demandeur. Le résultat de cette évaluation devrait ensuite être intégré dans les plans de développement ultérieurs afin d'assurer la cohérence entre les décisions opérationnelles prises à court terme et la planification du réseau à long terme.

Compte tenu des développements qui précèdent, BRUGEL recommande l'ajout du point suivant dans l'article 12 relatif à ce que devraient contenir les plans de développement :



« X°) une description de la méthodologie utilisée par le gestionnaire de réseau pour évaluer, de manière objective, transparente, proportionnée et non discriminatoire, le recours aux investissements de réseau, aux services de flexibilité et aux conventions de raccordement flexible afin d'identifier la solution la plus efficiente d'un point de vue technico-économique.

Cette méthodologie est également appliquée lors de l'analyse des demandes de raccordement et d'augmentation de capacité lorsque celles-ci sont susceptibles de conduire à un renforcement du réseau, à l'acquisition de services de flexibilité ou à la conclusion d'une convention de raccordement flexible.

Le règlement technique précise les modalités d'application de cette méthodologie ».

L'article 12 proposé dans une version coordonnée et complète figure ci-dessous au point relatif au plan de développement.

4.1.3.5. Recours aux services de flexibilité et aux services auxiliaires, appels d'offres dans les zones congestionnées

Afin de garantir une exploitation sûre, efficace et économiquement efficiente du réseau, il apparaît opportun de renforcer le cadre relatif à l'acquisition de services de flexibilité et de services auxiliaires par les gestionnaires de réseau. En effet, la flexibilité constitue un outil complémentaire aux investissements traditionnels permettant de prévenir ou de gérer certaines congestions locales.

Pour le moment, l'ordonnance prévoit en ses articles 5, § 1er, alinéa 2, 10° (pour le GRTr) et 7, § 1er, alinéa 2, 9° (pour le GRD) que les gestionnaires de réseau peuvent acquérir des services, y compris des services de flexibilité, afin d'améliorer l'efficacité de la gestion et du développement du réseau et de réduire, dans un bon rapport coût-efficacité, la nécessité de moderniser ou remplacer des capacités électriques. Ces dispositions prévoient également que ces acquisitions doivent être réalisées suivant des procédures transparentes, non discriminatoires et fondées sur le marché. Les articles 5, § 1er, alinéa 2, 10°*bis* (pour le GRTr) et 7, § 1er, alinéa 2, 9°*bis* (pour le GRD) habilite quant à eux le gestionnaire de réseau à acquérir des produits et services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence nécessaires à l'exploitation efficace, fiable et sûre du réseau. Enfin, le § 8 des articles 5 et 7 de l'ordonnance prévoit déjà que les gestionnaires de réseau établissent les spécifications techniques relatives à l'accès et à la participation aux marchés de services de flexibilité et de services auxiliaires non liés à la fréquence après un processus participatif qui inclut les acteurs de marché concernés et après approbation de BRUGEL.

Il s'agirait toutefois de compléter ce cadre afin de préciser explicitement, aux articles 5 et 7 de l'ordonnance, que ces services peuvent être acquis notamment aux fins de prévention et de gestion des congestions locales, du redispatching et de l'exploitation sûre et efficace du réseau.

Ces mécanismes devraient être ouverts à l'ensemble des acteurs et ressources susceptibles de fournir les services recherchés, de manière non discriminatoire et collaborative¹⁰.

Par ailleurs, afin de favoriser l'émergence de marchés locaux de flexibilité lorsque des besoins sont identifiés, il pourrait être prévu que les gestionnaires de réseau puissent organiser des procédures

¹⁰ Notamment ceux proposant de l'énergie issue de sources renouvelables, ceux impliqués dans la gestion de la demande ou la flexibilité, les exploitants d'installations de stockage d'électricité, les fournisseurs de services de flexibilité et les agrégateurs.



d'acquisition ciblées dans les zones confrontées à des contraintes récurrentes, sous le contrôle et selon les modalités approuvées par BRUGEL.

Par ailleurs, BRUGEL estime qu'il convient de reconnaître explicitement dans l'ordonnance que les coûts raisonnables associés à ces mécanismes peuvent être pris en compte dans le cadre réglementaire et tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau. Une telle approche permettrait d'éviter tout biais réglementaire en faveur des seules solutions d'investissement et de consacrer pleinement le principe selon lequel la flexibilité constitue une alternative crédible au développement traditionnel du réseau lorsqu'elle présente un meilleur rapport coût-efficacité.

Avec ces éléments BRUGEL préconise d'ajouter le passage ci-après (en gras) dans les articles 5, § 1er, alinéa 2, 10° (pour le GRTr) et 7, § 1er, alinéa 2, 9° (pour le GRD) :

*« prévoir, lors de la planification du développement du réseau de transport régional¹¹, en concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution¹² lorsque les aspects de la planification ont un impact direct sur la planification 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 transport régional et permettant de réduire, avec un bon rapport coût-efficacité, la nécessité de moderniser ou de remplacer des capacités électriques **et ce notamment pour la gestion de la congestion et du redispatching**. 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. »*

BRUGEL recommande aussi de compléter le § 8 des articles 5 et 7, rédigé comme suit :

« § 8.

*Le gestionnaire du réseau de distribution¹³ établit, dans le cadre d'un processus transparent, **non discriminatoire** et participatif qui inclut les utilisateurs du réseau raccordés à son réseau et les acteurs du marché concernés ainsi que les gestionnaires des réseaux de transport et de transport régional et après approbation par Brugel, les spécifications techniques relatives à l'accès et à la participation aux marchés pour le commerce de services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence et de services de flexibilité pour son réseau.*

Les gestionnaires de réseau coopèrent et échangent les informations nécessaires avec les acteurs concernés du marché afin d'assurer l'utilisation optimale des ressources disponibles, la sécurité du réseau et le développement des marchés de flexibilité.

Lorsque l'acquisition de services de flexibilité permet, de manière économiquement efficiente, d'éviter ou de reporter des investissements dans le réseau tout en garantissant son exploitation sûre et efficace, les coûts raisonnables associés à ces services peuvent être pris en compte dans le cadre réglementaire applicable.

Ces spécifications techniques sont basées sur les exigences techniques de ces marchés et la capacité technique des acteurs du marché. ».

Il convient également d'articuler ces services et les investissements réseau avec les conventions de

¹¹ A remplacer par « réseau de distribution » à l'article 7, § 1er, alinéa 2, 9°

¹² A remplacer par « gestionnaire du réseau de transport régional » à l'article 7, § 1er, alinéa 2, 9°

¹³ A remplacer par « gestionnaire du réseau de transport régional » à l'article 5, § 8 de l'ordonnance.



raccordement flexible en complétant (en gras) l'article 12 § 1, 11° par :

*« les informations sur les services, y compris les services de flexibilité et les services auxiliaires, auxquels le gestionnaire de réseau doit recourir comme alternative ou complément à l'expansion du réseau ou aux conventions de raccordement flexible, y compris l'analyse coût-efficacité ainsi que leur pertinence dans la **gestion de la congestion** et du **redispatching** ».*

4.1.3.6. Encadrement des mesures techniques de gestion des congestions

L'avant-projet d'ordonnance intègre donc la possibilité de prévoir des FCA pour favoriser l'utilisation efficiente du réseau. Une autre manière d'utiliser le réseau de manière efficiente est le recours aux mécanismes de flexibilité fondés sur le marché.

Cependant, BRUGEL constate que l'ordonnance ne prévoit pas encore aujourd'hui les conditions dans lesquelles le gestionnaire du réseau pourrait recourir à des mesures techniques de limitation de l'injection ou du prélèvement lorsqu'une congestion persiste malgré le recours aux mécanismes fondés sur le marché ou lorsque ceux-ci s'avèrent insuffisants, inadaptés ou économiquement inefficients.

Cette question devient particulièrement pertinente au regard des évolutions décrites par Sibelga dans son plan de développement. Celui-ci met en évidence la nécessité croissante de disposer de moyens de gestion active du réseau dans un contexte d'électrification des usages, de développement du stockage et de risque accru de congestions locales. Le gestionnaire du réseau indique par ailleurs son intention d'introduire une demande de dérogation à l'article 2.29 du règlement technique relatif à l'acquisition de services de flexibilité pour la gestion des congestions locales, ce qui traduit l'incertitude existante quant à l'efficacité des seuls mécanismes de marché dans certaines situations.

Cette approche s'inscrit dans la lignée de l'article 13 du règlement (UE) 2019/943, lequel impose que le redispatching repose en principe sur des mécanismes de marché, tout en autorisant le recours à des mesures non fondées sur le marché lorsqu'aucune alternative de marché n'est disponible, lorsque toutes les ressources de marché ont été épuisées ou lorsqu'il n'existe pas de concurrence suffisante.

En Région flamande, la même approche a été adoptée. L'article 4.1.17/5 de l'Energiedecreet distingue, d'une part, la flexibilité technique réservée applicable dans des situations prévisibles de contraintes structurelles du réseau et, d'autre part, la flexibilité technique non réservée applicable en cas de circonstances exceptionnelles et imprévues d'exploitation du réseau. Dans les deux cas, le recours aux mesures techniques est subordonné à la démonstration que les solutions fondées sur le marché ne constituent pas une réponse adéquate ou suffisante.

BRUGEL estime dès lors opportun d'introduire dans l'ordonnance une habilitation explicite permettant au gestionnaire du réseau de distribution, sous contrôle de BRUGEL et dans des conditions strictement encadrées, de mettre en œuvre des mesures techniques de gestion des réseaux lorsque les instruments existants ne permettent pas d'assurer la sécurité et l'exploitation efficace du réseau. BRUGEL estime qu'il convient d'éviter d'inscrire dans l'ordonnance une limitation explicite de ces mécanismes aux seuls utilisateurs raccordés en moyenne tension. Une telle question relève davantage du règlement technique et doit pouvoir évoluer en fonction de l'état du réseau et de l'apparition éventuelle de contraintes sur certains segments du réseau basse tension.

Cette habilitation pourrait être insérée à l'article 7 relatif aux missions du gestionnaire de réseau ou être reprise dans les dispositions relatives au règlement technique figurant à l'article 9ter, lequel



encadre déjà, notamment, les actions pouvant être entreprises pour remédier aux problèmes de congestion (article 9ter, alinéa 7, 4°) ainsi que certaines limitations d'activation de la flexibilité ou de l'utilisation des ressources décentralisées (article 9ter, alinéa 7, 19° et 20°).

Les présents développements valent aussi pour le GRTr.

BRUGEL estime par ailleurs qu'il convient d'encadrer explicitement les conséquences économiques du recours à de telles mesures techniques. En effet, lorsque des limitations d'injection ou de prélèvement sont imposées pour des motifs liés à la gestion du réseau et indépendamment de tout manquement de l'utilisateur concerné, celles-ci peuvent avoir un impact économique significatif sur les installations affectées. À cet égard, l'article 13 du règlement (UE) 2019/943 prévoit que les ressources faisant l'objet de mesures de redispatching ou d'actions correctives bénéficient d'une compensation appropriée lorsque ces interventions ne reposent pas sur des mécanismes de marché. BRUGEL estime dès lors opportun de prévoir dans l'ordonnance le principe d'une compensation transparente, objective et non discriminatoire lorsque les mesures techniques de gestion des congestions conduisent à restreindre l'accès au réseau ou l'utilisation des installations concernées. Les modalités de calcul de cette compensation devraient relever de la compétence de BRUGEL et être précisées dans les règlements techniques applicables.

Ainsi, ces mesures devraient, selon BRUGEL, respecter les principes suivants :

- caractère exceptionnel et subsidiaire par rapport aux investissements réseau, aux conventions de raccordement flexible et aux mécanismes de flexibilité fondés sur le marché ;
- application sur la base de critères objectifs, transparents et non discriminatoires ;
- contrôle ex post par BRUGEL ;
- transparence vis-à-vis des utilisateurs concernés ;
- publication d'un rapport annuel détaillant les situations de recours à ces mesures.
- mise en place d'un mécanisme de compensation transparent, objectif et non discriminatoire lorsque les utilisateurs du réseau subissent des limitations non fondées sur le marché, selon des modalités déterminées ou approuvées par BRUGEL.

BRUGEL propose dès lors l'ajout suivant à l'article 7 :

« Le gestionnaire du réseau de distribution peut, en dernier recours et dans les conditions fixées par le règlement technique, mettre en œuvre des mesures techniques temporaires lorsque les mécanismes fondés sur le marché ne permettent pas de garantir la sécurité et l'exploitation efficace du réseau.

Le recours à ces mesures est exceptionnel, proportionné et non discriminatoire. Il est subordonné à la démonstration que les autres instruments disponibles ne constituent pas une réponse suffisante ou adéquate.

Le régulateur détermine dans le règlement technique, en concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution, les modalités de mise en œuvre de ce dispositif, et notamment : les catégories d'utilisateurs du réseau auxquelles les mesures techniques s'appliquent, les modalités d'information des utilisateurs du réseau affectés, ainsi que les modalités de compensation de ceux-ci. Cette compensation est transparente, objective, non discriminatoire et proportionnée à l'impact des limitations imposées. BRUGEL en détermine la méthode de calcul et les modalités d'application.

Le gestionnaire du réseau de distribution établit un rapport annuel sur les situations dans



lesquelles les mesures techniques sont activées, et le transmet à BRUGEL. Le règlement technique détaille le contenu de ce rapportage ».

Il en va de même de l'ajout d'un tel article pour le GRTr à l'article 5 de l'ordonnance.

Également, il conviendrait de compléter l'article 9^{ter} pour les modalités devant figurer dans les règlements techniques par souci de cohérence, de la manière suivante (un point 22° par exemple) (tant pour le GRD que pour le GRTr) :

« les conditions dans lesquelles le gestionnaire de réseau peut, afin de garantir la sécurité, la fiabilité et l'exploitation efficace du réseau, mettre en œuvre des mesures techniques temporaires de limitation de l'injection ou du prélèvement d'électricité lorsque les mesures fondées sur le marché, les services auxiliaires, les services de flexibilité ou les conventions de raccordement flexible ne permettent pas de remédier de manière adéquate à une situation de congestion ou lorsqu'elles s'avèrent insuffisantes, inadaptées ou économiquement inefficaces. Ces conditions précisent notamment les modalités d'activation, l'ordre de priorité applicable entre les différentes mesures de gestion de la congestion, les obligations d'information des utilisateurs du réseau concernés ainsi que les modalités de suivi et de rapportage auprès de BRUGEL ».

4.1.3.7. Ordre d'activation au sein des raccordements flexibles

L'avant-projet d'ordonnance ne précise actuellement pas selon quels principes les conventions de raccordement flexible doivent être activées lorsqu'une contrainte de capacité nécessite l'activation simultanée ou successive de plusieurs conventions de raccordement flexible au sein d'une même zone du réseau.

Or, la détermination de cet ordre d'activation est susceptible d'entraîner des conséquences importantes pour les utilisateurs concernés et doit dès lors reposer sur des critères transparents, objectifs, proportionnés et non discriminatoires.

BRUGEL estime dès lors que la méthodologie d'application des conventions de raccordement flexible devrait également définir les principes permettant de déterminer l'ordre d'activation des différentes conventions de raccordement flexible et les modalités de répartition des limitations entre les utilisateurs concernés.

Compte tenu du caractère essentiellement technique et évolutif de ces règles, il n'apparaît pas opportun de les détailler dans l'ordonnance. En revanche, l'ordonnance devrait prévoir explicitement une délégation à BRUGEL afin que celle-ci puisse encadrer, dans les règlements techniques, l'ordre d'activation des conventions de raccordement flexible ainsi que les critères applicables lorsque plusieurs conventions sont susceptibles d'être activées simultanément.

À cette fin, BRUGEL recommande que la méthodologie visée au nouvel article 9^{bis}/3 couvre explicitement les modalités et l'ordre d'activation des conventions de raccordement flexible et que les règlements techniques puissent en préciser les modalités d'application.

4.1.4. Gestion des demandes de raccordement et règles de priorisation



4.1.4.1. Contexte

Jusqu'à présent, les demandes de raccordement au réseau de distribution et au réseau de transport étaient traitées selon l'approche du « *premier arrivé, premier servi* », faute de cadre alternatif prévu dans l'ordonnance et dans le règlement technique et par volonté de respecter l'exigence de non-discrimination entre utilisateurs du réseau et entre catégories d'utilisateurs du réseau, consacrée à l'article 6, § 1er, de la directive (UE) 2019/944 et aux articles 7, § 2, et 9ter, al. 7, 9°, de l'ordonnance électricité. Historiquement, l'application de ce principe avait du sens, dans la mesure où tant Elia que Sibelga disposaient largement de la capacité nécessaire pour répondre aux demandes de raccordement.

Toutefois, le contexte a profondément évolué : l'électrification croissante des usages, avec le déploiement des pompes à chaleur, des batteries et des bornes de recharge, conjuguée à l'essor de nouveaux acteurs, tels que les centres de données, exerce une pression grandissante sur les capacités du réseau et remet progressivement en question la pertinence du principe historique du « *premier arrivé, premier servi* ».

Certes, à ce stade, le réseau de Sibelga demeure globalement en mesure d'accueillir ces nouveaux usages sans contrainte majeure de capacité. Toutefois, le réseau bruxellois est lui aussi confronté à une pression croissante sur ses capacités d'accueil, sous l'effet notamment de l'apparition de nouvelles catégories d'utilisateurs. A titre d'exemple, un premier centre de données à vocation commerciale a déjà été raccordé au réseau de distribution bruxellois, et plusieurs demandes d'étude d'orientation ou d'augmentation de puissance ont, par ailleurs, déjà été introduites auprès de Sibelga.

Du côté d'Elia, les données relatives aux demandes d'études d'orientation et de détails révèlent une croissance particulièrement marquée au cours des cinq dernières années, en particulier pour les centres de données et les installations de stockage. Plus largement, il apparaît que le rythme de la transition énergétique dépasse fréquemment les projections initiales. Elia a ainsi indiqué que les demandes de raccordement relatives aux grandes installations de stockage par batteries et aux centres de données en 2025 sont sensiblement supérieures aux volumes anticipés lors des exercices de planification précédents, ce qui crée des tensions non anticipées sur la capacité du réseau. Or, ces tensions sur le réseau amont créent inévitablement des contraintes de capacité sur le réseau aval de Sibelga.

Par ailleurs, il convient de souligner que l'augmentation des demandes de raccordement s'observe également, voire de manière plus marquée encore, dans les deux autres Régions. Or, le réseau bruxellois est étroitement interconnecté avec celles-ci, notamment au travers des postes partagés avec la Région flamande, et de manière générale en raison de la nature maillée du réseau. Dans ce contexte, la forte croissance des demandes introduites en Flandre et en Wallonie exerce une pression significative sur les capacités disponibles du réseau alimentant Bruxelles. Il en résulte que de nombreux projets bruxellois sont placés en file d'attente en raison de contraintes de capacité sur le réseau amont, alors même que le volume des demandes introduites à Bruxelles demeure inférieur à celui observé dans les autres Régions.

Ces évolutions particulièrement marquées et la pression croissante qu'elles exercent sur les capacités de raccordement disponibles ne sont pas sans incidence sur les procédures de raccordement et soulèvent plusieurs questions essentielles sur l'allocation de la capacité : convient-il d'accorder la priorité au raccordement d'un centre de données ou d'un projet à vocation commerciale plutôt qu'à



celui d'un établissement hospitalier ? Une installation de stockage par batterie susceptible de contribuer à la gestion des congestions du réseau doit-elle bénéficier d'un traitement prioritaire ou, au contraire, doit-elle être mise à la fin de la file d'attente ? De même, un projet présentant un potentiel élevé de flexibilisation devrait-il être raccordé avant ou après un ménage ?

Ainsi, BRUGEL estime qu'il est fondamental que l'ordonnance permette explicitement de déroger à l'application du principe du « premier arrivé, premier servi » et qu'un débat transparent soit entamé sur l'affectation optimale des capacités disponibles, le cas échéant en opérant les arbitrages nécessaires.

Comme le souligne la Commission dans sa communication C/2025/6703, l'exigence de non-discrimination dans le traitement des demandes de raccordement au réseau contenue à l'article 6 de la directive (UE) 2019/944 n'implique pas d'obligation, pour les Etats membres, d'appliquer la procédure du premier arrivé, premier servi. Au contraire, la prise en compte d'autres éléments – tels que l'état de préparation des demandeurs à se raccorder au réseau, le type d'installation, ou encore la qualité du demandeur - permet de garantir une allocation plus efficace de la capacité d'hébergement et une utilisation plus efficiente du réseau, pour autant bien entendu que les conditions établies soient non discriminatoires, transparentes, et qu'elles suivent des critères objectifs et justifiés¹⁴.

4.1.4.2. Cadres juridiques existants

Cette marge d'appréciation reconnue aux Etats membres a d'ores et déjà été mise à profit par les autres Régions, qui ont instauré des mécanismes de priorisation des demandes de raccordement fondés sur des critères d'intérêt général plutôt que sur la seule chronologie des demandes.

Du côté wallon, l'avant-projet de décret relatif à l'accès aux réseaux et à leur développement, adopté en 1^{ère} lecture le 13 mai 2026, introduit des modifications à l'article 25*decies*, § 1^{er}, du décret du 12 avril 2001, prévoyant que les gestionnaires de réseau traitent les demandes selon l'ordre de priorité suivant : 1° les demandes relatives à des installations contribuant à la réduction de la congestion 2° les demandes répondant à la satisfaction de besoins essentiels d'intérêt général 3° les demandes concernant des projets reconnus d'intérêt général majeur par le gouvernement et, finalement, 4° les autres demandes, étant entendu que le gouvernement peut, ensuite, préciser certaines sous-catégories, et prévoir des priorités parmi celles-ci¹⁵.

Par ailleurs, au-delà de l'ordre de priorité dans le traitement des demandes de raccordement, l'avant-projet de décret prévoit que les gestionnaires de réseau évaluent les demandes de raccordement en tenant compte de la nécessité de maintenir la capacité nécessaire pour répondre à la croissance potentielle des différentes catégories d'usage, telle que projetée dans le cadre de scénarios approuvés par le gouvernement. En effet, il est dorénavant prévu que les gestionnaires de réseaux établissent conjointement un cadre de scénarios, censé traduire les ambitions énergétiques régionales, lequel est ensuite soumis à l'approbation du gouvernement. Il est par ailleurs prévu que ce cadre de scénarios tienne compte des différentes catégories d'usage et de leur croissance potentielle.

En Région flamande, la délégation conférée au régulateur revêt une portée d'autant plus étendue. En

¹⁴ Commission européenne, communication C/2025/6703, p. 14, disponible au lien suivant : https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=OJ:C_202506703

¹⁵ Avant-projet de décret relatif à l'accès aux réseaux et à leur développement, adopté en 1^{ère} lecture le 13 mai 2026, disponible au lien suivant : <https://www.cwape.be/publications/document/6957>.



effet, l'article 4.1.13 de l'Energiedecreet habilite le Régulateur flamand à fixer, dans les règlements techniques applicables, les règles relatives au raccordement aux réseaux d'électricité. Dans l'exercice de cette compétence, il peut notamment tenir compte des différentes catégories d'utilisateurs du réseau. Cette habilitation, formulée en des termes particulièrement larges, confère ainsi au régulateur une importante marge d'appréciation pour définir les catégories d'utilisateurs pertinentes et, le cas échéant, établir des règles de priorisation applicables au traitement des demandes de raccordement.

Par ailleurs, d'autres pays ont déjà mis en place un cadre de hiérarchisation. Tel est le cas des Pays-Bas, dont l'autorité de régulation a mis en place un cadre de priorité afin de favoriser le raccordement des utilisateurs qui contribuent à la gestion de la congestion, des projets essentiels à la sécurité nationale, et des projets répondant aux besoins fondamentaux de la société¹⁶. Si le précédent cadre avait été annulé en mars 2025 par le *College van Beroep voor het bedrijfsleven*, le collège avait bien confirmé la compétence de principe de l'ACM pour établir un cadre de priorisation¹⁷, et avait simplement exigé que celle-ci motive mieux ses choix concernant les catégories bénéficiant de la priorité.

4.1.4.3. Proposition d'instauration d'un mécanisme de priorisation en Région de Bruxelles-Capitale

Pour Bruxelles, BRUGEL préconise que l'ordonnance adopte une approche intermédiaire entre les modèles retenus dans les autres Régions. A cette fin, il serait opportun que l'ordonnance confie au régulateur la compétence d'établir, par le biais du règlement technique, les règles relatives au raccordement aux réseaux, en lui permettant, le cas échéant, de distinguer différentes catégories d'usages et d'utilisateurs du réseau. Cette délégation devrait toutefois s'inscrire dans un cadre normatif préalablement défini par le législateur, lequel fixerait les orientations et principes directeurs devant guider l'exercice de cette compétence.

A cet égard, BRUGEL estime indispensable que l'ordonnance prévoie expressément que le régime de priorisation établi dans le règlement technique devra, à tout le moins, tenir compte de trois objectifs fondamentaux, à savoir : (i) la préservation des impératifs liés à la sécurité nationale – par exemple, les services de police, les transports publics, les installations de traitement de l'eau -, (ii) la continuité des services essentiels, tels que ceux assurés par les établissements hospitaliers, les écoles, les logements sociaux, les bâtiments publics, etc., ainsi que (iii) le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, en laissant ensuite le soin au régulateur de définir un ordre de hiérarchisation des priorités sur cette base.

Par ailleurs, le régulateur estime qu'il est important que l'ordonnance prévoie que ce cadre repose sur des critères :

- Transparents : les demandeurs devant être en mesure de savoir comment leur dossier sera traité ;
- Objectifs ;

¹⁶ « ACM welcomes opinions about its new draft decision on opportunities for prioritization of projects that contribute to major social objectives in getting connected to the grid », 26 juin 2025, disponible au lien suivant :

<https://www.acm.nl/en/publications/acm-welcomes-opinions-about-its-new-draft-decision-opportunities-prioritization-projects-contribute-major-social-objectives-getting-connected-grid>.

¹⁷ Dans sa décision, le Collège établit que l'ACM dispose d'une compétence autonome pour modifier le Code de réseau néerlandais et intégrer un cadre de priorisation, en vertu de l'article 32, § 2, de la loi sur l'électricité et de l'article 59, § 7, a) de la directive (UE) 2019/944 ; *College van Beroep voor het bedrijfsleven*, 6 mai 2025, 23/290.



- Non-discriminatoires : en ce sens, le principe de non-discrimination implique que des projets présentant des caractéristiques comparables fassent l'objet d'un traitement identique, tout en autorisant un traitement différencié lorsque des différences objectives entre les projets le justifient.

En ce sens, BRUGEL recommande d'apporter deux modifications à l'avant-projet d'ordonnance :

1° l'actuel article 9bis/1 de l'avant-projet pourrait être modifié de manière telle à intégrer ces considérations, en ajoutant un nouveau § 2 entre les actuels § 1 et § 2 :

« §2. Dans l'établissement des règles relatives au raccordement au réseau de distribution d'électricité et au réseau de transport régional d'électricité, le régulateur peut tenir compte de catégories d'utilisateurs du réseau de distribution, de catégories d'utilisateurs raccordés au réseau de transport régional et de catégories d'usages, le cas échéant en établissant un cadre de priorisation dans les demandes de raccordement lorsque la capacité disponible du réseau est limitée.

Dans l'établissement de ce cadre, le régulateur veille à garantir la préservation des impératifs liés à la sécurité nationale et à la continuité des services essentiels, ainsi que le raccordement des installations de production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables. Le régulateur veille à ce que ces règles reposent sur des critères objectifs, transparents et non-discriminatoires ».

2° L'article 9ter, al. 7, réglementant l'élaboration des règlements techniques, pourrait être modifié comme suit :

« [...] Ils définissent notamment :

[...]

5° les règles de raccordement aux réseaux, le cas échéant en tenant compte des différentes catégories d'utilisateurs, conformément à l'article 9bis/1, § 2 ».

4.1.5. Renforcement de la collaboration entre GRD, GRT, GRT

L'accélération de l'électrification, le développement des usages flexibles, l'émergence de nouvelles charges importantes ainsi que les contraintes croissantes pesant sur les capacités de raccordement renforcent l'interdépendance entre les différents niveaux de réseau. Les décisions prises sur un réseau peuvent désormais entraîner des répercussions directes sur l'exploitation, la capacité disponible ou les investissements nécessaires sur un autre niveau de réseau.

Dans ce contexte, une coopération renforcée entre le gestionnaire du réseau de distribution, le gestionnaire du réseau de transport régional et le gestionnaire du réseau de transport apparaît comme une condition essentielle à une gestion efficace des capacités disponibles, à l'anticipation des congestions et à la planification coordonnée des investissements. Cette coopération est également nécessaire pour permettre le développement d'outils tels que les cartes de capacité, les raccordements flexibles, les mécanismes de flexibilité ou encore les études prospectives liées à l'évolution de la demande électrique.



Cette nécessité est particulièrement marquée en Région de Bruxelles-Capitale, où les possibilités d'extension des infrastructures sont limitées et où l'approvisionnement électrique repose sur une articulation étroite entre les réseaux exploités par Sibelga et Elia.

Cette approche se retrouve également dans les autres Régions. Ainsi, l'Energiedecreet flamand prévoit explicitement, à son article 4.1.18/1, un cadre de coopération entre les gestionnaires de réseaux afin d'assurer une exploitation sûre et efficace des réseaux, un développement coordonné de ceux-ci et une gestion cohérente des congestions.

Le même décret impose également des obligations spécifiques en matière d'échange d'informations entre gestionnaires de réseaux et prévoit l'élaboration de mécanismes de coordination relatifs à la gestion des congestions¹⁸.

Dans l'ordonnance bruxelloise, certaines dispositions vont déjà dans ce sens. Ainsi :

- l'article 5, § 2 impose au gestionnaire du réseau de transport régional de fournir aux gestionnaires de réseaux interconnectés les informations nécessaires à une exploitation sûre et efficace, à un développement coordonné et à l'interopérabilité des réseaux ;
- les articles 5, § 1er, alinéa 2, 11° et 7, § 1er, alinéa 2, 11° prévoient la publication de cartes de capacité ;
- l'article 9ter prévoit que le règlement technique contient un code de collaboration organisant notamment l'échange de données, la préparation des plans de développement et l'organisation des procédures d'exploitation aux points d'interconnexion.

Toutefois, ces dispositions demeurent insuffisantes au regard des enjeux liés à l'électrification croissante de Bruxelles. Elles ne consacrent pas explicitement :

- une obligation réciproque d'échange d'informations entre le GRD, le GRT et le GRT ;
- une coordination en matière de planification des investissements et de développement des réseaux ;
- une gouvernance commune de la gestion des congestions ;
- des mécanismes relatifs à la répartition des coûts et compensations lorsque des congestions sur un réseau sont causées par des contraintes situées sur un autre niveau de réseau ;
- une obligation de coordination des analyses prospectives, des hypothèses de développement et des études de capacité servant de base à la planification des réseaux.

Or, dans le contexte bruxellois, les goulots d'étranglement futurs seront principalement localisés à l'interface entre le réseau de distribution, le réseau de transport régional et le réseau de transport fédéral. Les besoins de renforcement, les possibilités de recours à la flexibilité et les capacités effectivement disponibles ne peuvent plus être appréciés de manière isolée par chaque gestionnaire. La réalisation des cartes de capacité, l'évaluation des demandes de raccordement, l'identification des zones propices aux raccordements flexibles ainsi que la planification des investissements nécessitent dès lors un échange permanent de données et une coordination accrue entre Sibelga et Elia.

Cette nécessité rejoint d'ailleurs les recommandations formulées par BRUGEL dans son avis n°407 relatif à la transposition du paquet « Fit for 55 », notamment en matière d'interopérabilité et de

¹⁸ Voy. notamment art. 4.1.6, 19° de l'Energiedecreet



partage des données¹⁹.

Le régulateur estime que les modalités opérationnelles détaillées de cette coopération doivent être définies dans le code de collaboration du règlement technique et/ou dans la convention de collaboration.

Toutefois, compte tenu de l'importance stratégique de cette coopération pour la planification des réseaux, la gestion des congestions et l'établissement des cartes de capacité, les principes fondamentaux devraient être inscrits directement dans l'ordonnance.

Cette inscription permettrait de garantir :

- la sécurité juridique des échanges d'informations entre gestionnaires de réseaux ;
- la cohérence des plans de développement du GRD, du GRTR et du GRT ;
- une vision coordonnée des besoins d'investissements ;
- une meilleure anticipation des contraintes de capacité ;
- une gestion transparente des congestions et des responsabilités associées.

Une telle disposition est d'autant plus nécessaire que les compétences concernées se répartissent entre autorités régionales et fédérales.

Il pourrait être inséré un nouvel article 5/1 rédigé comme suit :

« § 1er. Le gestionnaire du réseau de distribution, le gestionnaire du réseau de transport régional et le gestionnaire du réseau de transport se concertent et coopèrent afin de garantir l'exploitation sûre, fiable et efficace des réseaux auxquels ils sont raccordés ainsi que leur développement coordonné.

§ 2. Dans le cadre de cette concertation, ils s'échangent réciproquement toutes les informations techniques, opérationnelles, prévisionnelles et de planification nécessaires à l'exercice de leurs missions respectives, notamment en matière :

- 1° de capacité disponible et de réserves de capacité ;*
- 2° de raccordements existants et futurs ;*
- 3° d'établissement et d'actualisation des cartes de capacité ;*
- 4° de préparation des plans de développement ;*
- 5° d'interopérabilité et d'échange de données ;*
- 6° de gestion des congestions ;*
- 7° de recours aux services de flexibilité et aux services auxiliaires.*

§ 3. Ils coordonnent leurs plans d'investissement et leurs mesures d'exploitation lorsque celles-ci sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur un autre niveau de réseau.

§ 4. Ils élaborent des procédures coordonnées de prévention et de gestion des congestions. Ces procédures visent notamment à permettre l'identification de l'origine des congestions et la coordination des mesures correctrices nécessaires.

¹⁹ Avis 407 de BRUGEL du 7 octobre 2025, p. 55 et suivants.



§ 5. La convention de collaboration et éventuellement le règlement technique dans le cadre du code de collaboration déterminent les modalités de coopération, d'échange d'informations, de coordination des investissements, de gestion des congestions ainsi que les modalités de règlement financier et de compensation entre gestionnaires de réseaux lorsque des coûts ou contraintes sont supportés sur un réseau en raison d'une congestion ou d'une limitation de capacité située sur un autre niveau de réseau.

§ 6. BRUGEL veille au caractère transparent, proportionné et non discriminatoire de ces mécanismes ».

Concernant le § 5, BRUGEL considère en effet que les coûts liés à une congestion doivent être, dans la mesure du possible, supportés par le niveau de réseau à l'origine de la contrainte, sous réserve des règles tarifaires et des compétences respectives des autorités régionales et fédérales.

Cette approche permettrait de compléter utilement le futur cadre bruxellois des raccordements flexibles, des cartes de capacité et de la gestion coordonnée des congestions, tout en laissant au code de collaboration ou à la convention de collaboration le soin d'en organiser les modalités opérationnelles détaillées.

4.1.6. Rapportage vers le régulateur

L'ordonnance prévoit déjà plusieurs mécanismes de rapportage à destination de BRUGEL. Les gestionnaires de réseaux transmettent notamment des informations relatives à l'exécution des plans de développement (article 12), à la qualité de service (article 12, § 4) ainsi qu'aux raccordements flexibles (article 9bis/6). Par ailleurs, les articles 5, § 7 et 7, § 6 permettent au Gouvernement de définir des obligations complémentaires de transmission d'informations vers BRUGEL.

Toutefois, le développement des raccordements flexibles, des cartes de capacité et des mécanismes de gestion des congestions justifie un renforcement de ce cadre afin de permettre à BRUGEL d'exercer pleinement ses missions de contrôle et de suivi :

- **En premier lieu**, il apparaît opportun de prévoir une obligation de rapportage spécifique en cas d'événement exceptionnel affectant significativement la capacité disponible du réseau. En pratique, il s'agit principalement des situations de panne majeure ou d'indisponibilité d'ouvrages critiques conduisant temporairement le gestionnaire à exploiter le réseau dans des conditions dégradées. Ces situations ne peuvent être anticipées dans les cartes de capacité ni être prises en compte lors de l'attribution des capacités. Or, elles peuvent avoir un impact important sur les raccordements existants ou en cours de traitement, en particulier lorsqu'elles concernent le réseau de transport ou le réseau de transport régional. Il conviendrait dès lors que BRUGEL soit informée sans délai des incidents majeurs affectant les capacités effectivement disponibles ainsi que de leurs conséquences prévisibles.
- **En deuxième lieu**, BRUGEL estime qu'une attention particulière doit être accordée aux méthodologies utilisées par les gestionnaires de réseaux lorsqu'ils limitent des prélèvements ou des injections afin de préserver la sécurité du réseau ou de réduire les coûts globaux du système électrique. Ces décisions peuvent entraîner des conséquences importantes pour les utilisateurs du réseau et doivent dès lors reposer sur des critères transparents, objectifs,



proportionnés et non discriminatoires. Il apparaît dès lors souhaitable que les gestionnaires de réseaux élaborent une méthodologie formelle encadrant ces limitations, après consultation publique, et la soumettent à l'approbation préalable de BRUGEL. Un rapport périodique sur l'application de cette méthodologie devrait également être transmis au régulateur.

- **En troisième lieu**, afin d'assurer une meilleure cohérence entre les plans de développement visés à l'article 12, les cartes de capacité prévues aux articles 5, § 1er, alinéa 2, 11° et 7, § 1er, alinéa 2, 11°, ainsi que le développement des raccordements flexibles, BRUGEL recommande de renforcer le rapportage relatif aux investissements. Les gestionnaires de réseaux devraient publier périodiquement sur leur site internet et transmettre à BRUGEL un état d'avancement des investissements planifiés, des éventuels retards constatés et de leurs conséquences sur les capacités disponibles du réseau.
- **En quatrième lieu**, concernant la fréquence du rapportage, l'article 9bis/6 prévoit actuellement la publication, avant le 30 octobre de chaque année, d'un rapport relatif aux raccordements flexibles dont le contenu minimal est fixé par BRUGEL. Cette fréquence annuelle paraît insuffisante au regard du rôle que joueront les raccordements flexibles dans la gestion des congestions et dans l'évaluation des besoins de développement du réseau. BRUGEL estime qu'un rapportage au moins trimestriel, et de préférence mensuel (c'est généralement la fréquence utilisée pour toutes sortes de données) permettrait un suivi plus réactif de l'évolution des congestions, des raccordements flexibles ainsi que des investissements destinés à résorber les contraintes identifiées.
- **En cinquième lieu**, il paraît opportun que le gestionnaire de réseau propose le modèle et le contenu du rapport, sous réserve de l'approbation préalable de BRUGEL.

Ainsi, il est proposé l'article suivant :

« 9bis/6. Le gestionnaire de réseau publie au moins trimestriellement et transmet simultanément à BRUGEL un rapport relatif aux raccordements flexibles.

Le gestionnaire de réseau propose le contenu et le modèle du rapport. Ceux-ci sont soumis à l'approbation préalable de BRUGEL.

Le rapport contient notamment des informations relatives au nombre de conventions conclues, aux capacités concernées, aux limitations effectivement appliquées, aux congestions observées ainsi qu'à l'état d'avancement des investissements destinés à supprimer les contraintes identifiées, les incidents exceptionnels ayant affecté les capacités publiées ou les raccordements flexibles, et toute information permettant à BRUGEL d'évaluer l'application des méthodologies de gestion des congestions et des limitations d'injection ou de prélèvement.

BRUGEL peut compléter ou préciser le contenu minimal de ce rapport ».



4.2. Plans de développement

4.2.1. Contenu des plans de développement, hypothèses d'évolution de la demande et suivi des investissements

BRUGEL accueille favorablement les modifications apportées à l'article 12 de l'ordonnance électricité. Les nouvelles dispositions établissent un lien plus étroit entre les plans de développement, les raccordements flexibles, les services de flexibilité et le principe de primauté de l'efficacité énergétique.

Ce renforcement apparaît essentiel dans un contexte où les gestionnaires de réseaux sont amenés à arbitrer de plus en plus fréquemment entre plusieurs solutions permettant de répondre à des contraintes de capacité : investissements de renforcement du réseau, recours aux services de flexibilité, conventions de raccordement flexible ou combinaison de ces différents outils.

À cet égard, BRUGEL renvoie aux développements formulés au point 4.1.3 relatifs à la méthodologie d'application des conventions de raccordement flexible et, plus particulièrement, au point 4.1.3.4 consacré au cadre d'évaluation entre investissements, flexibilité et raccordements flexibles. Les plans de développement devraient constituer le principal vecteur de transparence quant aux choix effectués par les gestionnaires de réseaux entre ces différentes solutions. Ils devraient notamment permettre de comprendre dans quelle mesure certains investissements peuvent être évités, différés ou redimensionnés grâce au recours à la flexibilité ou aux raccordements flexibles, sans préjudice de l'obligation prévue à l'article 9bis/2, § 2 selon laquelle les conventions de raccordement flexible ne peuvent avoir pour effet de retarder les développements du réseau prévus dans les plans de développement.

Par ailleurs, BRUGEL constate que les informations dont le plan de développement doit actuellement faire état, telles qu'énumérées à l'article 12 de l'ordonnance électricité, ne permettent plus de rendre pleinement compte des multiples facteurs susceptibles d'influencer l'évolution future des besoins en capacité du réseau.

En particulier, l'accélération de l'électrification des usages constitue désormais l'un des principaux déterminants de l'évolution des charges raccordées aux réseaux de distribution. L'estimation des besoins futurs en capacité ne peut dès lors plus reposer uniquement sur des hypothèses globales de consommation ou sur les seuls scénarios de déploiement des véhicules électriques, mais doit s'appuyer sur une vision plus détaillée et plus transparente des différents usages appelés à se développer au cours des prochaines années. Les projections réalisées par Sibelga devraient également être plus détaillées et par « zones plus réduites ».

BRUGEL estime dès lors que le contenu minimal du plan de développement devrait être complété afin d'imposer au gestionnaire de réseau la présentation explicite des hypothèses retenues concernant les principaux vecteurs d'électrification et leur incidence sur les besoins de réseau. À cet égard, le plan devrait notamment présenter :

- l'évolution attendue du parc de véhicules électriques et des infrastructures de recharge associées ;
- le déploiement des pompes à chaleur ;
- l'évolution des besoins en refroidissement des bâtiments ;



- le développement des unités de stockage ;
- le remplacement progressif des usages actuellement alimentés au gaz naturel par des usages électriques, notamment pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la cuisson ;
- les perspectives de développement de la production décentralisée ;
- les projets de raccordement de nouveaux consommateurs de grande puissance, tels que les data centers, infrastructures de mobilité ou installations industrielles ;
- les hypothèses relatives au développement de la flexibilité de la demande et aux autres solutions susceptibles de réduire ou de différer les besoins de renforcement du réseau.

Une telle évolution permettrait d'améliorer la transparence des hypothèses sous-jacentes aux plans de développement et de renforcer la capacité de BRUGEL, du Gouvernement et des autres parties prenantes à apprécier la pertinence des investissements proposés au regard des trajectoires de transition énergétique poursuivies par la Région de Bruxelles-Capitale.

BRUGEL recommande dès lors de compléter les dispositions de l'article 12 afin que les plans de développement comportent une description détaillée, quantifiée et justifiée des hypothèses d'évolution des différents usages énergétiques ayant une incidence significative sur les besoins futurs en capacité du réseau. Cette information constitue un préalable indispensable à l'évaluation de l'adéquation des infrastructures projetées et à la bonne planification du développement des réseaux dans un contexte d'électrification croissante de l'économie.

Au-delà de ces hypothèses prospectives, BRUGEL estime que les plans de développement devraient également permettre une évaluation rétrospective des investissements et mesures mis en œuvre. Le plan devrait ainsi comporter une analyse de l'état d'avancement des investissements prévus dans les plans précédents, des éventuels retards constatés ainsi que du degré d'atteinte des objectifs poursuivis. Cette approche permettrait d'améliorer le retour d'expérience des gestionnaires de réseaux et de renforcer la capacité de BRUGEL à exercer sa mission de contrôle.

De même, dans un contexte où la flexibilité est appelée à jouer un rôle croissant dans la gestion des congestions, il apparaît opportun que les gestionnaires de réseaux rendent compte de l'impact effectif du recours aux services de flexibilité, aux services auxiliaires et aux conventions de raccordement flexible sur les investissements de renforcement du réseau. Les plans de développement devraient ainsi permettre d'identifier les investissements qui ont été réalisés, différés ou évités grâce à ces mécanismes ainsi que d'évaluer leur efficacité respective.

BRUGEL considère également que les plans de développement devraient intégrer une dimension plus explicite relative à l'interopérabilité des données. Comme déjà développé dans son avis d'initiative n°407 (p. 55 et suivantes), le développement des services de flexibilité, des cartes de capacité, des communautés d'énergie, des raccordements flexibles suppose des infrastructures de données performantes ainsi qu'un échange fluide et sécurisé des informations entre les gestionnaires de réseaux et les acteurs du marché. Les investissements numériques contribuant à cette interopérabilité devraient dès lors être identifiés et justifiés dans les plans de développement au même titre que les investissements physiques de réseau.

Enfin, BRUGEL estime nécessaire de renforcer le lien entre les investissements réalisés aux différents niveaux de réseau. Les gestionnaires de réseaux devraient démontrer dans leurs plans de



développement la manière dont les investissements planifiés sur le réseau de distribution, le réseau de transport régional et le réseau de transport influencent les capacités disponibles, les cartes de capacité et les raccordements flexibles. Cette coordination apparaît indispensable afin de garantir la cohérence globale des choix d'investissement et de gestion des congestions.

BRUGEL propose la version modifiée suivante de l'article 12²⁰, les ajouts figurant en gras dans l'extrait suivant :

« 2° une estimation des besoins en capacité, compte tenu de l'évolution probable de la production, des mesures prises en application du principe de primauté de l'efficacité énergétique, de la fourniture, de la consommation, des scénarios de développement des voitures électriques, des raccordements flexibles et des échanges avec les deux autres régions et de leurs caractéristiques ;

2°/1 une description détaillée, quantifiée et justifiée des hypothèses retenues concernant l'évolution des besoins en capacité du réseau, notamment en ce qui concerne l'évolution du parc de véhicules électriques et des infrastructures de recharge associées, le déploiement des pompes à chaleur, l'évolution des besoins en refroidissement des bâtiments, le développement des unités de stockage, le remplacement progressif des usages actuellement alimentés au gaz naturel par des usages électriques, les perspectives de développement de la production décentralisée, les projets de raccordement de nouveaux consommateurs de grande puissance ainsi que les hypothèses relatives au développement de la flexibilité de la demande et des autres solutions susceptibles de réduire ou de différer les besoins de renforcement du réseau ;

3° une description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés et pour permettre de transformer les raccordements flexibles en raccordements de pleine capacité, y compris, le cas échéant, les développements informatiques, le renforcement ou l'installation d'interconnexions de façon à assurer la correcte connexion aux réseaux auxquels le réseau est connecté, ainsi qu'un répertoire des investissements importants déjà décidés, une description des nouveaux investissements importants devant être réalisés durant les cinq prochaines années et un calendrier pour ces projets d'investissements ;

3°/1 une description de la méthodologie utilisée par le gestionnaire de réseau pour évaluer, de manière objective, transparente, proportionnée et non discriminatoire, le recours aux investissements de réseau, aux services de flexibilité et aux conventions de raccordement flexible afin d'identifier la solution la plus efficiente d'un point de vue technico-économique ;

Cette méthodologie est également appliquée lors de l'analyse des demandes de raccordement et d'augmentation de capacité lorsque celles-ci sont susceptibles de conduire à un renforcement du réseau, à l'acquisition de services de flexibilité ou à la conclusion d'une convention de raccordement flexible²¹ ;

Le règlement technique précise les modalités d'application de cette méthodologie ;

(...)

²⁰ Cette version intègre par ailleurs les développements du point 7.2. sur le plan d'investissement qui ne concernent pas la transposition des directives au sens strict (ce pourquoi ces développements ne figurent pas dans le présent chapitre qui se concentre exclusivement sur les adaptations de l'article 12 directement liées aux nouveaux mécanismes de gestion de la congestion, aux raccordements flexibles et à la flexibilité).

²¹ Voir point « 4.1.3.4. Cadre d'évaluation entre investissements, flexibilité et raccordements flexibles »



9° la politique d'approvisionnement et d'appel de secours, dont la priorité octroyée aux installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou aux cogénérations à haut rendement ;

10° une description détaillée des aspects financiers des investissements envisagés ;

11° les informations sur les services, y compris les services de flexibilité et les services auxiliaires, auxquels le gestionnaire de réseau doit recourir comme alternative ou complément à l'expansion du réseau ou aux conventions de raccordement flexible, y compris l'analyse coût-efficacité ainsi que les critères utilisés pour évaluer ces différentes solutions²² ;

12° la liste des infrastructures nécessaires pour raccorder les nouvelles capacités de production et les nouvelles charges, y compris celles faisant l'objet d'une convention de raccordement flexible ;

12°/1 une évaluation de l'état d'avancement des investissements prévus dans les précédents plans de développement ainsi que du degré d'atteinte des objectifs poursuivis ;

12°/2 une analyse de l'incidence du recours aux services de flexibilité, aux services auxiliaires et aux conventions de raccordement flexible sur les investissements de réseau réalisés, différés ou évités ;

12°/3 une évaluation des mécanismes, procédures et services utilisés pour prévenir ou gérer les congestions ainsi que de leur efficacité respective ;

12°/4 une description des mécanismes de coordination mis en œuvre avec les gestionnaires des réseaux interconnectés concernant les investissements ayant une incidence sur les capacités disponibles, les congestions, les cartes de capacité et les conventions de raccordement flexible ;

12°/5 une description des investissements, projets et mesures destinés à assurer l'interopérabilité des données, l'échange sécurisé d'informations ainsi que le développement des infrastructures numériques nécessaires à l'exploitation efficace du réseau ; (...)

Il conviendrait également de rajouter ensuite plutôt au § 2 (et non dans la liste du contenu du plan) l'obligation de rapportage sur les investissements :

« Les gestionnaires de réseaux publient périodiquement, et au minimum une fois par an, sur leur site internet et transmettent simultanément à BRUGEL un rapport relatif à l'état d'avancement des investissements prévus dans les plans de développement.

Ce rapport comprend notamment l'état d'exécution des investissements, les éventuels retards constatés, les mesures correctrices envisagées ainsi que les incidences de ces investissements sur les capacités disponibles du réseau, les cartes de capacité et les conventions de raccordement flexible.

Ces informations sont prises en compte dans les plans de développement ultérieurs.

BRUGEL peut préciser le contenu ainsi que les modalités de ce rapportage ».

Enfin, concernant le § 3, il conviendrait d'ajouter un point sur le pouvoir de surveillance de BRUGEL :

« BRUGEL surveille et évalue la mise en œuvre de ces plans de développement.

Lorsque BRUGEL constate qu'un investissement repris dans un plan de développement

²² Voir chapitre « 4.1.3.5.Recours aux services de flexibilité et aux services auxiliaires »



approuvé n'est pas exécuté ou accuse un retard significatif sans justification objective, elle peut adresser au gestionnaire de réseau les injonctions nécessaires en vue d'assurer l'exécution du plan et, le cas échéant, appliquer l'article 32 ».

Cette proposition ne comprend pas l'alignement des délais d'adoption des plans d'investissement, pour lequel nous renvoyons au point 7.2.

4.2.2. Terminologie

BRUGEL recommande de remplacer, à l'article 12, § 1er, 2°, la référence aux « *voitures électriques* » par « *véhicules électriques* ». Cette modification permettrait de tenir compte de l'ensemble du parc de mobilité électrique et de mieux refléter les évolutions attendues des besoins de raccordement et de consommation d'électricité.

4.3. Méthodologie tarifaire

L'article 9bis/4 tel qu'inséré par l'avant-projet d'ordonnance en son § 2, 2° prévoit que la convention-type d'un FCA devra notamment contenir « *2° la référence aux frais d'accès au réseau, impôts, taxes, surcharges, redevances et contributions de toutes natures applicables* ».

BRUGEL relève que les conventions de raccordement flexible sont susceptibles d'avoir une incidence sur les conditions d'accès au réseau et, à terme, sur la réflexion tarifaire applicable aux utilisateurs concernés.

À cet égard, BRUGEL veillera, dans le cadre de ses compétences tarifaires, à tenir compte des orientations européennes relatives aux raccordements flexibles²³ et à la participation active de la demande, lesquelles prévoient notamment que les utilisateurs bénéficiant de telles conventions puissent être soumis à des conditions tarifaires adaptées.

Sans préjudice des choix qui devront encore être opérés dans le cadre de la prochaine méthodologie tarifaire, BRUGEL examinera cette question avec beaucoup d'attention et dans le respect de ses compétences et de son indépendance.

4.4. Eligibilité au réseau

Le nouvel article 13 tel qu'inséré par l'avant-projet d'ordonnance prévoit l'ajout suivant :

« (...) Lorsqu'il est équipé d'un compteur intelligent, le client final peut conclure simultanément :

- 1° plus d'un contrat de fourniture d'électricité ;*
- 2° une convention de partage pour le prélèvement et une convention de partage pour l'injection.*

A cette fin, le client final peut disposer, sur un même point d'accès, de plusieurs points de mesure et de facturation, selon les modalités définies dans le règlement technique ».

²³ Et notamment à la Communication de la Commission Relative à des Lignes directrices sur l'adaptation des redevances de réseau aux enjeux du futur pour réduire les coûts du système énergétique, C/2025/8574, disponible au lien suivant : <http://data.europa.eu/eli/C/2026/126/oj>



BRUGEL accueille favorablement la modification de l'article 13 visant à reconnaître explicitement qu'un client final équipé d'un compteur intelligent peut conclure simultanément plusieurs contrats de fourniture ainsi que des conventions de partage distinctes pour le prélèvement et l'injection.

BRUGEL estime toutefois qu'il conviendrait de compléter cette disposition afin de préciser explicitement qu'un client final peut également conclure simultanément un ou plusieurs contrats relatifs à la fourniture de services de flexibilité. Une telle clarification favoriserait le développement des mécanismes de flexibilité explicite et renforcerait la participation active de la demande, conformément aux objectifs poursuivis par le présent avant-projet d'ordonnance.

BRUGEL propose dès lors de compléter l'article 13 comme suit : « 3° *un contrat de fourniture de services de flexibilité* ».

4.5. Partage d'énergie

L'avant-projet d'ordonnance introduit plusieurs modifications en matière de partage d'électricité, qui s'articulent principalement autour de quatre volets : la définition des missions confiées aux gestionnaires des réseaux de distribution et de transport, la suppression de l'échange de pair à pair, de nouvelles dispositions pour les clients actifs agissant conjointement, ainsi que la clarification du rôle de l'interlocuteur unique.

4.5.1. Missions des gestionnaires de réseau de transport et de distribution

Les articles 5, § 1^{er}, al. 2, 12° et 7, § 1^{er}, al. 2, 14° ont été modifiés afin de préciser les responsabilités respectives du gestionnaire du réseau de transport régional et du gestionnaire du réseau de distribution en matière de partage d'énergie, ainsi que de compléter leurs missions au regard des exigences prévues à l'article 15*bis*, § 6, de la directive (UE) 2019/944.

Le régulateur ne formule pas d'observations particulières à l'égard de ces dispositions. Il estime en effet que les exigences découlant de l'article 15*bis*, § 6, de la directive précitée ont été adéquatement transposées. Les quelques éléments qui ne sont pas expressément repris dans l'ordonnance, tels que l'obligation de mettre à disposition des informations pratiques relatives au partage d'énergie, relèvent davantage des modalités concrètes de mise en œuvre de la disposition que d'exigences nécessitant une transposition normative explicite.

4.5.2. Echange de pair à pair

Le paragraphe 3 de l'article 13*bis*, qui encadrait l'échange de pair à pair, est abrogé par l'avant-projet. Cette suppression apparaît cohérente au regard de l'introduction d'un droit au partage d'électricité entre clients actifs agissant conjointement en dehors d'un même bâtiment.

Dans un souci de cohérence terminologique, le régulateur recommande toutefois que les références à la notion d'« *échange de pair à pair* » soient également supprimées dans le reste de l'ordonnance, en particulier à l'article 2, 68°, ainsi qu'à l'article 26*octies*, § 4, dernier alinéa.

4.5.3. Clients actifs agissant conjointement en dehors du périmètre du bâtiment

Le nouveau paragraphe 6*bis*, lui, est inséré à l'article 13*bis* de l'ordonnance et permet aux clients actifs



agissant conjointement qui sont des clients résidentiels, des petites ou moyennes entreprises ou des pouvoirs publics, d'organiser entre eux un partage d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables. Ce partage peut être organisé en dehors d'un même bâtiment et sans qu'il soit nécessaire de constituer une communauté d'énergie, conformément à l'article 15bis de la directive (UE) 2019/944.

Le régulateur souhaite formuler plusieurs observations à propos de ce nouveau paragraphe.

En premier lieu, s'agissant des catégories de clients finals pouvant bénéficier de ce mécanisme, l'article 15bis, § 1^{er}, de la directive précitée laisse aux Etats membres la faculté d'étendre ce droit à d'autres catégories de clients finals.

Dans son avis n° 407, le régulateur a ainsi suggéré que le législateur fasse usage de cette possibilité en autorisant également les grandes entreprises à participer aux activités de partage d'électricité. En effet, ces entreprises disposent généralement des capacités d'investissement ainsi que des surfaces nécessaires pour accueillir un volume important d'installations photovoltaïques, ce qui permettrait de favoriser davantage le développement de la production d'énergie renouvelable et des mécanismes de partage en Région de Bruxelles-Capitale. À cet égard, le régulateur souligne que les bénéfices pour le réseau deviennent particulièrement significatifs à partir d'un taux de pénétration du partage d'électricité d'environ 20%²⁴.

Dans cette perspective, l'opportunité d'ouvrir ce mécanisme aux grandes entreprises mérite d'être examinée.

En outre, dans la mesure où celles-ci ne peuvent être membres ni d'une communauté d'énergie renouvelable ni d'une communauté énergétique locale, il pourrait être opportun de leur permettre d'accéder à une autre forme de partage d'électricité. Le régulateur a en effet constaté que plusieurs acteurs désireux d'intégrer des communautés d'énergie renouvelable et locale ont introduit une demande d'autorisation auprès de BRUGEL, sans toutefois relever ni de la catégorie de petites et moyennes entreprises, ni de celle des pouvoirs publics telles qu'introduites par le présent avant-projet (alors même qu'une partie de ces demandeurs présentaient tout de même une dimension d'intérêt public, que celle-ci résulte de leur mode de financement, de leur gouvernance ou des missions qu'ils exercent ; par exemple, des établissements hospitaliers, les services postaux, etc.).

En ce sens, une réflexion pourrait être menée quant à l'opportunité d'étendre cette activité à ces catégories d'acteurs en élargissant les catégories visées à l'article 13bis, § 6bis aux « *grandes entreprises* » ou à tout le moins aux « *organismes d'intérêt public* ».

Toutefois, dans l'hypothèse où le législateur déciderait d'étendre le droit au partage aux grandes entreprises, les limitations prévues à l'article 15bis, § 5, de la directive devraient être respectées. Ainsi, la puissance installée de l'installation de production ne pourrait excéder 6 MW et le partage d'électricité devrait impérativement s'inscrire dans une zone géographique limitée et locale.

À cet égard, l'article 13bis, § 6bis, prévoyant déjà que le partage doit intervenir « *sur un même réseau* », cette condition pourrait, le cas échéant, constituer le critère retenu pour satisfaire à l'exigence de proximité géographique applicable aux grandes entreprises.

²⁴ BRUGEL, Etude 20231003-45bis, Coûts-avantages relative aux communautés d'énergie et au partage d'électricité, p. 6.



En deuxième lieu, l'article 13bis, § 6bis, al. 2, 1° de l'avant-projet d'ordonnance introduit la condition selon laquelle « *les participants au partage sont raccordés au même réseau* ». Le régulateur pourrait comprendre que les opérations de partage soient limitées à un même réseau, notamment pour limiter les coûts opérationnels de partage et éviter que ces coûts ne soient répercutés sur la collectivité par voie tarifaire. Par ailleurs, si cette option est maintenue, le régulateur souhaiterait que la question du partage inter-réseaux soit, dans une telle hypothèse, également clarifiée pour les communautés d'énergie.

En effet, l'exposé des motifs laisse entendre que le partage devrait être limité, de manière générale et pas uniquement pour les clients actifs agissant conjointement, aux points d'accès situés sur un même réseau : « *le législateur impose que les points d'accès impliqués dans une même opération de partage soient raccordés au même réseau et ce, à l'instar des possibilités de partage déjà existantes* ». Par rapport aux nouveaux articles 5, 12° et 7, 14°, réglementant les tâches des gestionnaires de réseau, le législateur explique dans l'exposé des motifs que : « *ces tâches en matière de partage incombent au GRTr uniquement pour les opérations de partage entre des utilisateurs du réseau de transport régional tandis que le GRD en est responsable pour les opérations de partage entre des utilisateurs du réseau de distribution* ». Il semble donc que la volonté du législateur soit de limiter le partage au sein d'un même réseau pour tout type de partage ; toutefois, il conviendrait, pour des raisons de sécurité juridique, de clarifier cette question pour le partage se déroulant au sein d'une communauté d'énergie, l'ordonnance étant muette à ce propos.

A ce stade, le régulateur tend à considérer que les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 ne permettent pas de circonscrire le partage d'énergie à un périmètre géographique limité et, qu'au contraire, le législateur européen a entendu promouvoir le développement du partage d'énergie de la manière la plus étendue possible.

A cet égard, si le partage d'énergie entre des clients raccordés à des réseaux distincts devait être autorisé dans le cadre des communautés d'énergie, il apparaîtrait nécessaire d'inscrire dans l'ordonnance une disposition prévoyant les modalités de coopération entre le gestionnaire du réseau de distribution et le gestionnaire du réseau de transport régional. Les articles 5, § 1er, alinéa 2, 12°, et 7, § 1er, alinéa 2, 14°, de l'ordonnance circonscrivent en effet actuellement leurs compétences respectives en matière de partage aux seuls utilisateurs raccordés à leurs réseaux respectifs.

En troisième lieu, l'article 13bis, § 6bis, al. 2, 3° exige que « *l'électricité partagée [soit] autoproduite par un ou plusieurs participants ou acquise auprès d'un ou plusieurs utilisateurs du réseau qui l'autoproduisent* ». Cette définition semble conforme à la définition du partage d'énergie prévue à l'article 2, 10 bis) de la directive (UE) 2019/944. Toutefois, le régulateur souhaite que le législateur précise, à tout le moins dans les travaux parlementaires, par quel mécanisme l'électricité partagée est « *acquise auprès d'un ou plusieurs utilisateurs du réseau qui l'autoproduisent* » et, concrètement, comment fonctionne ce mécanisme d'acquisition (s'agit-il d'une seconde opération de partage, encadrée par une autre convention de partage ? D'une forme d'échange de pair-à-pair ?).

En quatrième lieu, le § 6bis, al. 2, 4° permet que l'électricité partagée soit préalablement stockée, conformément à ce que prévoit la directive précitée. Dans son avis n° 407, le régulateur avait demandé à ce que l'introduction des installations de stockage dans les opérations de partage soit accompagnée de la garantie 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 uniquement de l'électricité verte et d'éviter que de l'électricité prélevée sur le réseau, par exemple lorsque les prix sont favorables,



puisse être stockée puis intégrée dans une opération de partage.

À cette fin, l'avant-projet prévoit deux conditions cumulatives : d'une part, la capacité de stockage ne peut pas excéder la production moyenne journalière théorique des installations de production participant au partage et, d'autre part, la puissance de stockage ne peut pas excéder la puissance de production. BRUGEL prend dès lors acte de l'introduction de ces conditions.

BRUGEL formule néanmoins deux observations à l'égard de ces dispositions.

D'une part, BRUGEL préconise une adaptation de la disposition afin de préciser explicitement que les modalités techniques de mise en œuvre seront définies dans le règlement technique, conformément à ce que prévoit déjà l'exposé des motifs.

D'autre part, BRUGEL suggère de supprimer le terme « *théorique* », de manière à préserver une marge de manœuvre suffisante lors de l'application de ces conditions. Une telle approche permettrait notamment d'apprécier, au moment de l'élaboration du règlement technique, les modalités les plus appropriées pour garantir le respect de ces exigences, en recherchant un équilibre adéquat entre, d'une part, le respect de l'exigence du caractère autoproduit et renouvelable de l'électricité stockée et partagée et, d'autre part, la nécessité de maintenir des coûts raisonnables pour les gestionnaires de réseau ainsi que, *in fine*, pour les utilisateurs du réseau.

Dès lors, BRUGEL propose que cette condition soit modifiée comme suit : « 4° l'électricité partagée peut être préalablement stockée. Dans ce cas, la capacité de stockage n'excède pas la production moyenne journalière des installations de production participant à ce partage et la puissance de stockage n'excède pas la puissance de production. Les modalités techniques sont précisées dans le règlement technique ».

4.6. Recharge bidirectionnelle

Il est ajouté à l'article 16, un § 4 sur la recharge bidirectionnelle, rédigé comme suit :

« Tous les points de recharge raccordés au réseau de distribution, au réseau de transport régional ou à un réseau privé sont pourvus de fonctionnalités permettant la recharge bidirectionnelle, la recharge intelligente et la communication avec les compteurs intelligents, selon les modalités définies dans le règlement technique ».

BRUGEL est d'avis qu'il conviendrait de nuancer cette obligation généralisée et renvoie à sa position émise dans son avis 407, p. 66 :

« 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 privés 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 en 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 ».

BRUGEL disposerait donc de la possibilité de mener des évaluations spécifiques avant d'étendre cette obligation à tous les points de recharge raccordés au réseau de distribution. Le règlement technique devrait ensuite, dans un second temps, fixer les modalités selon lesquelles cette fonctionnalité est activée.

A première vue, mais cela devra justement faire l'objet d'une évaluation plus poussée, BRUGEL est d'avis que les exigences relatives à la recharge bidirectionnelle et à la communication avec les compteurs intelligents ne peuvent être appliquées indistinctement à l'ensemble des bornes de recharge. Certaines bornes sont en effet raccordées au réseau d'Elia, lequel ne repose pas sur le déploiement de compteurs intelligents, tandis que certains utilisateurs, notamment en basse tension, ne souhaitent pas nécessairement participer activement aux signaux de prix.

BRUGEL estime dès lors préférable de renvoyer au règlement technique la détermination des exigences applicables en matière de recharge intelligente, de recharge bidirectionnelle et de communication avec les compteurs, afin de permettre une approche proportionnée, différenciée et adaptée aux caractéristiques techniques des situations concernées. Il faudrait donc intégrer la réserve d'une évaluation préalable au § 4 de l'article 16.

4.7. Introduction du principe de l'efficacité et de la primauté énergétique

4.7.1. Impact sur BRUGEL et les gestionnaires de réseaux

BRUGEL accueille favorablement l'intégration du principe de primauté de l'efficacité énergétique dans les missions du régulateur et des gestionnaires de réseau. Elle relève toutefois que le cadre européen prévoit une application particulière de ce principe pour certaines décisions de planification, de politique publique et pour les investissements d'une ampleur significative, tandis que l'avant-projet ne prévoit aucune distinction selon l'importance des décisions concernées.

Dans la mesure où les États membres peuvent étendre le champ d'application du principe au-delà des exigences minimales européennes, BRUGEL ne remet pas en cause ce choix. Elle estime néanmoins qu'il serait utile de préciser dans les travaux préparatoires que l'application du principe de primauté de l'efficacité énergétique doit demeurer proportionnée à l'importance de la décision concernée. À défaut, le texte pourrait être interprété comme imposant des analyses d'une ampleur comparable quelle que soit la portée du projet examiné.

BRUGEL relève à cet égard qu'une application stricte des seuls seuils prévus au niveau européen risquerait de priver en grande partie la disposition de son effet utile en Région de Bruxelles-Capitale, dans la mesure où les investissements du GRD ou du GRTr atteignent rarement de tels montants. À l'inverse, l'absence de tout seuil ou de toute forme de gradation pourrait conduire à exiger des analyses approfondies pour des projets de faible ampleur, ce qui apparaîtrait disproportionné au regard des objectifs poursuivis. BRUGEL estime dès lors qu'il conviendrait de préciser les principes permettant une



application proportionnée du dispositif. À cet égard, une approche fondée sur des seuils adaptés aux réalités des gestionnaires de réseau bruxellois pourrait être envisagée. BRUGEL devrait également pouvoir préciser, par voie de lignes directrices ou de méthodologie, les règles applicables au regroupement de projets présentant des caractéristiques ou des finalités similaires afin d'assurer une mise en œuvre cohérente et efficace du principe.

Cette même préoccupation vaut pour la nouvelle mission de rapportage confiée à BRUGEL en matière d'efficacité énergétique des réseaux. BRUGEL considère que le rapport annuel doit avant tout constituer un outil de suivi de la mise en œuvre du principe de primauté de l'efficacité énergétique et des mesures adoptées par les gestionnaires de réseau. Il ne devrait pas être interprété comme imposant la réalisation annuelle d'une analyse exhaustive et approfondie de l'ensemble des infrastructures concernées.

Le régulateur considère par ailleurs que le principe de primauté de l'efficacité énergétique doit être compris comme un principe directeur visant à assurer l'examen des différentes solutions disponibles et leur comparaison objective. Il ne devrait pas être interprété comme une obligation de privilégier systématiquement les alternatives aux investissements de réseau ou de différer ceux-ci. Dans certaines circonstances, un investissement de réseau peut constituer la solution la plus efficace d'un point de vue technique, économique et sociétal.

4.8. Part de l'énergie renouvelable et participation active de la demande

Au sein des tâches du GRD et du GRT²⁵, il est ajouté les tâches suivantes :

- Mettre à disposition des clients finals, des acteurs du marché et des pouvoirs publics les données mesurées et prévisionnelles dont il dispose, relatives à la part de l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables et au taux d'émissions de gaz à effet de serre de l'électricité distribuée sur son réseau. Ces données sont mesurées par période quart-horaire ;
- Mettre à disposition des clients finals, des acteurs du marché et des pouvoirs publics les données anonymisées et agrégées, dont il dispose, relatives au potentiel de participation active de la demande et à l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables produite et injectée dans son réseau par les clients actifs et les communautés d'énergie.

Il est également précisé que ces données sont mises à disposition par le gestionnaire du réseau sous un format numérique et de manière non discriminatoire. Il garantit la lisibilité par des dispositifs de communication électronique et l'interopérabilité des données grâce à l'utilisation de formats harmonisés et normalisés.

BRUGEL salue l'ajout de ces éléments qui constituent un levier essentiel pour le développement d'un système énergétique plus flexible, transparent et décarboné. BRUGEL soutient également les dispositions prévoyant que ces données soient mises à disposition sous un format numérique, non discriminatoire et interopérable. Ces dispositions s'inscrivent par ailleurs dans la continuité des recommandations formulées par BRUGEL dans son avis d'initiative n°407 relatives à la gouvernance et à l'interopérabilité des données énergétiques.

BRUGEL estime toutefois qu'il conviendrait de préciser que la méthodologie utilisée pour calculer la part d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables ainsi que le taux d'émissions de gaz à effet

²⁵ Respectivement les articles 7, 18° et 19° et 5, 16° et 17° de l'ordonnance électricité tels qu'insérés par l'avant-projet



de serre de l'électricité distribuée doit être soumise à son approbation préalable et faire l'objet d'une publication transparente par le gestionnaire de réseau.

Enfin, BRUGEL relève que le texte gagnerait à préciser le traitement réservé à l'électricité produite par les unités de cogénération. Il conviendrait en particulier de clarifier dans quelle mesure cette production est prise en compte dans les indicateurs relatifs à la part d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables et dans les données publiées relatives aux émissions de gaz à effet de serre, afin d'éviter toute ambiguïté d'interprétation.

4.9. Fournisseur de secours

4.9.1. Terminologie

L'avant-projet d'ordonnance définit le fournisseur de secours comme « *un fournisseur désigné pour assurer la fourniture d'électricité aux clients d'un fournisseur qui a cessé ses activités conformément à l'article 25noviesdecies* »²⁶.

La dénomination de « *fournisseur de secours* » a été préférée à la notion de « *fournisseur de dernier recours* » prévue par la Directive (UE) 2024/1711, afin de ne pas alimenter de confusion entre cette dernière appellation et celle de « *fournisseur de dernier ressort* ».

Par ailleurs, il est également proposé de modifier la terminologie utilisée dans le texte en néerlandais de l'ordonnance électricité afin de clarifier la distinction entre le fournisseur de dernier ressort (« *sociale leverancier* ») et le fournisseur de secours (« *noodleverancier* »).

BRUGEL accueille favorablement cette clarification terminologique.

4.9.2. Fournisseur de secours

L'avant-projet d'ordonnance prévoit une refonte de l'actuel article 25noviesdecies de l'ordonnance électricité, qui serait remplacé par le texte suivant :

« § 1er. Le fournisseur de secours assure l'alimentation des clients résidentiels du fournisseur défaillant pour une durée maximale de six mois dans les cas suivants :

- 1° la faillite, la dissolution judiciaire ou la mise en liquidation du fournisseur ;
- 2° l'ouverture d'une procédure de réorganisation judiciaire à l'égard du fournisseur ;
- 3° la résiliation, par le gestionnaire du réseau de distribution, du contrat d'accès au réseau de distribution conclu avec le fournisseur ;
- 4° le retrait de la licence de fourniture.

L'obligation visée à l'alinéa 1er prend effet, dès la survenance de l'une des circonstances mentionnées à cet alinéa et, au plus tard, au moment de la résiliation du contrat d'accès au réseau de distribution par le gestionnaire du réseau de distribution.

§ 2. Le fournisseur de secours est désigné par le ministre, à l'issue d'une procédure de sélection équitable, transparente et non discriminatoire organisée par BRUGEL.

²⁶ Art. 2, 14°bis tel que prévu dans l'avant-projet d'ordonnance



Le Gouvernement définit les modalités de la procédure de sélection, notamment :

- 1° les critères de sélection ;*
- 2° le contenu minimum obligatoire du cahier des charges ;*
- 3° les modalités de dépôt des offres ;*
- 4° les modalités d'attribution ;*
- 5° les modalités de publication de l'appel à candidatures et d'information des candidats ;*
- 6° les modalités de contrôle et de suivi de la procédure.*

Les titulaires d'une licence de fourniture générale qui ont fourni au moins dix pour cent des points de fourniture résidentiels actifs en Région de Bruxelles-Capitale au cours de l'année précédant celle de la procédure de sélection sont tenus de soumettre une offre dans le cadre de cette procédure.

§ 3. Le fournisseur de secours est désigné pour une durée de cinq ans.

§ 4. Les clients résidentiels transférés au fournisseur de secours bénéficient de l'ensemble des droits reconnus aux clients finals par la présente ordonnance.

§ 5. Le Gouvernement détermine les obligations du fournisseur défaillant, du fournisseur de secours et du gestionnaire du réseau de distribution, notamment en matière de transmission des données, de continuité de service et d'information des clients.

§ 6. Le fournisseur de secours informe les clients des possibilités de souscrire une offre fondée sur le marché et les encourage à changer de fournisseur dans les meilleurs délais et à échéance régulière.

§ 7. Dans l'hypothèse où, à l'échéance de la période de désignation visée au paragraphe 3, aucun fournisseur de secours n'a pu être désigné conformément à la procédure prévue au présent article, la désignation en cours est prolongée de plein droit jusqu'à la désignation effective du nouveau fournisseur de secours ».

4.9.3. Position de BRUGEL

BRUGEL ne peut marquer son adhésion au mécanisme envisagé par le Gouvernement. Au regard d'un ensemble d'éléments développés ci-dessous, il s'avère que le mécanisme proposé soulève des incertitudes importantes en matière d'effectivité, de faisabilité juridique et opérationnelle, de concurrence et de protection des consommateurs.

Le dispositif repose sur plusieurs hypothèses dont la robustesse n'est pas démontrée et dont la validité pourrait être remise en cause par une évolution de la structure du marché bruxellois.

En outre, le Gouvernement considère qu'il est opportun que BRUGEL organise la procédure de sélection du fournisseur de secours au motif que celle-ci délivre les licences de fourniture. Or, la mise en œuvre de cette procédure soulèverait d'importantes difficultés opérationnelles et nécessiterait la mobilisation de ressources significatives dont le régulateur ne dispose pas aujourd'hui.



Dans ce contexte, BRUGEL considère que le modèle confiant au GRD la responsabilité de la fourniture de dernier secours constitue la solution la plus robuste pour garantir durablement la continuité de la fourniture, la protection des consommateurs et le bon fonctionnement du marché bruxellois de l'énergie.

Les éléments ayant conduit à cette conclusion sont exposés ci-après.

4.9.3.1. Effectivité du mécanisme

BRUGEL émet de sérieuses réserves quant à l'effectivité du mécanisme proposé et à sa capacité à atteindre durablement l'objectif poursuivi.

Le dispositif repose en effet sur plusieurs hypothèses qui ne sont pas démontrées à ce stade, notamment l'existence durable de fournisseurs disposés à assumer cette mission, malgré les risques financiers, opérationnels et commerciaux qu'elle implique.

Par ailleurs, plusieurs paramètres structurants mériteraient d'être davantage justifiés : le seuil de 10 % des points de fourniture résidentiels, l'obligation de soumissionner, la désignation pour une durée de cinq ans, la prise en charge limitée à six mois ainsi que l'absence de solution alternative clairement identifiée en cas d'échec de la procédure.

BRUGEL s'interroge en particulier sur la pertinence et la pérennité du seuil de 10 %. Dans un marché fort concentré, ce seuil pourrait conduire à ne disposer que d'un seul fournisseur éligible. À l'inverse, théoriquement, dans un marché très concurrentiel, on pourrait se trouver dans une situation où aucun fournisseur n'atteint individuellement ce seuil. Le dispositif devrait dès lors démontrer sa robustesse quelle que soit l'évolution future de la structure du marché.

La combinaison d'une désignation pour cinq ans, d'une obligation de soumissionner et des risques associés à la mission pourrait également conduire les fournisseurs à intégrer une prime de risque dans leurs offres, augmentant ainsi le coût global du mécanisme, pouvant le rendre prohibitif.

Enfin, l'effectivité du dispositif ne peut être pleinement appréciée en l'absence d'analyse d'impact économique et sans visibilité sur les consultations éventuellement menées auprès des fournisseurs concernés.

4.9.3.2. Impact sur le marché et la concurrence

L'avant-projet conduit à l'organisation de procédures distinctes pour le gaz et l'électricité. Cette approche pourrait aboutir à la désignation de deux fournisseurs de secours différents, avec pour conséquence une augmentation de la charge opérationnelle du GRD, une incompréhension et un stress pour les clients concernés ainsi qu'une multiplication des coûts de mise en œuvre.

De plus, les critères proposés limitent fortement le nombre de fournisseurs susceptibles de participer à la procédure de sélection.

En pratique, seuls un nombre très limité d'acteurs (concrètement ELECTRABEL et TOTALENERGIES POWER & GAS BELGIUM) semblent aujourd'hui répondre aux conditions envisagées. Rien ne permet toutefois de garantir que ces acteurs accepteront effectivement d'assumer ce rôle ou qu'ils remettront une offre dans des conditions économiquement acceptables. Le mécanisme présente dès lors un risque d'absence d'offres, de procédure sans attribution ou de concentration accrue du marché autour d'un



nombre limité d'acteurs. Voire même, il pourrait engendrer le départ de l'un ou l'autre des derniers fournisseurs encore actifs en RBC.

Le texte semble également prévoir la désignation d'un fournisseur unique de secours par fluide. Dans un marché déjà caractérisé par un nombre limité d'acteurs, une telle approche pourrait renforcer davantage certaines positions de marché et justifier une analyse complémentaire sous l'angle du droit de la concurrence.

BRUGEL relève à cet égard que les réflexions menées dans ses avis n°342 relatif au régime de fourniture de substitution et n°407 relatif au paquet « Fit for 55 » mériteraient d'être réintégrées dans l'analyse du mécanisme proposé.

4.9.3.3. Faisabilité juridique et opérationnelle

La procédure soulève plusieurs questions juridiques et opérationnelles qui ne trouvent pas encore de réponse dans l'avant-projet.

L'obligation faite à certains fournisseurs de remettre une offre appelle un examen approfondi de sa base juridique, de sa compatibilité avec le droit économique européen ainsi que des conséquences éventuelles en cas de refus de participer à la procédure.

Le recours au retrait de licence comme événement déclencheur du mécanisme soulève également des questions relatives à la détermination du moment précis du transfert des clients, compte tenu des recours susceptibles d'être introduits sur base des articles 30*decies* et 30*undecies* de l'ordonnance électricité. La plainte en réexamen introduite devant BRUGEL en vertu de l'article 30*decies* n'a pas d'effet suspensif, tout comme le recours introduit devant la Cour des marchés en vertu de l'article 30*undecies*, sauf si cette dernière ordonne la suspension de l'exécution de la décision contestée. Il en résulte qu'en l'absence de plus de précisions, le mécanisme de fournisseur de secours serait déclenché dès la décision de retrait de licence, alors même que celle-ci ferait l'objet d'un recours, auquel BRUGEL ou la Cour des marchés pourrait ultérieurement faire droit. BRUGEL s'interroge donc quant à l'hypothèse d'un retrait de licence annulé, alors que les clients du fournisseur en question auraient été transférés au fournisseur de secours²⁷. BRUGEL recommande dès lors au Gouvernement de préciser le mécanisme. Il pourrait notamment être envisagé de prévoir que, sauf urgence particulière justifiant une intervention immédiate, le mécanisme ne soit activé qu'à l'expiration du délai de recours ou du délai laissé pour introduire une plainte en réexamen. À tout le moins, il conviendrait que le texte précise les critères permettant d'apprécier dans quels cas un transfert immédiat des clients est nécessaire.

Par ailleurs, plusieurs modalités essentielles sont renvoyées à un futur arrêté d'exécution. Les conditions contractuelles et tarifaires applicables aux clients transférés ne sont dès lors pas connues à ce stade. Le texte ne précise notamment pas les modalités de transfert (maintien ou non des conditions contractuelles antérieures, type d'offre proposée), les conditions tarifaires applicables, les protections spécifiques prévues durant la période de secours ni les modalités permettant au client de changer de fournisseur. Ces éléments paraissent déterminants pour garantir la protection effective du

²⁷ Ou alors seraient, au stade de la décision sur recours, déjà passés chez un autre fournisseur, par choix ou en raison de l'écoulement du délai de six mois de protection prévu par la disposition.



consommateur.

Enfin, BRUGEL s'interroge sur la pertinence de lui confier l'organisation opérationnelle de la procédure de sélection. Cette mission nécessiterait des ressources supplémentaires et des compétences spécifiques alors même qu'elle ne relève pas directement de ses missions habituelles de régulation.

4.9.3.4. Protection des consommateurs et des petites entreprises

Le mécanisme proposé vise uniquement les clients résidentiels.

BRUGEL considère toutefois que l'opposition entre clients résidentiels et professionnels apparaît trop simplificatrice. Les clients SOHO²⁸, de nombreuses PME ainsi qu'une partie du secteur HORECA présentent souvent un niveau de vulnérabilité comparable à celui des clients résidentiels en cas de défaillance soudaine de leur fournisseur.

L'exclusion de l'ensemble des clients professionnels mérite dès lors d'être davantage justifiée. Une distinction plus fine pourrait être opérée entre les différentes catégories de professionnels afin d'identifier celles qui nécessitent un niveau de protection comparable à celui accordé aux clients résidentiels.

Par ailleurs, une éventuelle extension du dispositif à certaines catégories de PME ou de petits professionnels remettrait en question les critères de sélection actuellement retenus, notamment le seuil de 10 %, qui est aujourd'hui calculé uniquement sur les points de fourniture résidentiels.

4.9.3.5. Modèle préconisé par BRUGEL

Au regard des éléments qui précèdent, BRUGEL considère que le modèle reposant sur la responsabilité du GRD constitue l'approche la plus robuste et la seule qui puisse se révéler opérationnelle. BRUGEL plaide également pour un élargissement à d'autres catégories de clients que les seuls clients résidentiels, tandis que la désignation du fournisseur de secours gagnerait à être organisée par lots.

Dans ce modèle, le GRD demeure responsable de la continuité de la fourniture, indépendamment du résultat d'une procédure de sélection. Il pourrait assurer directement cette mission ou externaliser certaines activités dans le cadre d'un marché public adapté.

Il conviendrait par ailleurs que l'ordonnance prévoit un renforcement des obligations de qualité de service du GRD en tant que fournisseur de secours, notamment en ce qui concerne le service à la clientèle.

BRUGEL pourrait alors exercer un rôle conforme à ses missions de régulation en assurant l'encadrement du dispositif, l'approbation des modalités de mise en œuvre et le contrôle du respect des principes de transparence, de concurrence et de protection des consommateurs.

Cette approche s'inscrit dans la continuité des orientations déjà défendues par BRUGEL dans ses avis

²⁸ SOHO signifie Small Office / Home Office.

Dans le secteur de l'énergie, on utilise souvent ce terme pour désigner les très petits professionnels qui ressemblent beaucoup à des clients résidentiels : indépendants ; professions libérales ; petits commerces ; coiffeurs ; consultants travaillant à domicile ; médecins disposant d'un cabinet ; petites ASBL ; microentreprises. Ce ne sont pas des clients résidentiels, mais ils n'ont généralement ni acheteur d'énergie, ni service juridique, ni service financier.



antérieurs relatifs à la fourniture de substitution et à la fourniture de dernier recours.

4.10. Garanties d'origine

Le Gouvernement propose de modifier la procédure d'octroi des garanties d'origine dont peuvent bénéficier les installations de production d'électricité verte situées en Région bruxelloise. En effet, le paragraphe 2 de l'article 27 de l'ordonnance électricité serait remplacé par le texte suivant :

« Le Gouvernement définit les critères et la procédure d'octroi, de reconnaissance, de révision et de retrait des garanties d'origine. Ces critères portent notamment sur la capacité à contrôler la quantité d'électricité réellement produite. Les installations d'une puissance inférieure à 50 kW et les installations des communautés d'énergie font l'objet de procédures simplifiées ».

Par rapport au fait qu'une garantie d'origine correspond à un volume type d'1 MWh d'électricité, il est également précisé que :

« Le cas échéant, ce volume type peut être fractionné, à condition que cette fraction soit un multiple de 1 Wh » (article 27, § 2bis).

Enfin, il est également désormais prévu que :

« Pour attester de la fourniture d'électricité verte et permettre le calcul du mix résiduel, tout fournisseur remet périodiquement à BRUGEL un quota de garanties d'origine et lui communique toutes les informations nécessaires au calcul du mix résiduel, comprenant 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 d'exécution du présent alinéa ».

BRUGEL accueille favorablement les modifications proposées, notamment l'inclusion de la disposition portant sur le calcul du mix résiduel et la possibilité de fractionner le volume d'une garantie d'origine.

Il convient toutefois de noter que les garanties d'origine sont octroyées uniquement pour l'énergie injectée sur le réseau, qui peut être différente de la quantité d'énergie produite, particulièrement s'il y a de l'(auto)consommation sur site. Il est donc important de pouvoir mesurer précisément la quantité d'énergie injectée sur le réseau en plus de la production. Dès lors, BRUGEL propose de compléter la formulation de l'article 27, §2.

Il s'agirait de prévoir en effet que :

*« Ces critères portent notamment sur la capacité à contrôler la quantité d'électricité réellement produite **et injectée sur le réseau public** ».*

Par ailleurs, concernant la procédure simplifiée applicable aux installations d'une puissance inférieure à 50 kW et aux installations des communautés d'énergie, il sera nécessaire que le Gouvernement en précise les modalités précises à travers une modification de l'arrêté « énergie verte ».

4.11. Nouvelles définitions à l'article 2



L'avant-projet d'ordonnance introduit de nouvelles définitions.

BRUGEL souhaite attirer l'attention sur les éléments mineurs suivants :

- Le point **36quater°** : *« utilisateur du réseau de traction ferroviaire régional : client final/producteur raccordé au réseau de distribution ou de transport local par le biais d'un réseau de traction ferroviaire régional ».*

Sur cette définition, BRUGEL note qu'elle renvoie aux clients raccordés sur le réseau de transport local. Le transport local est une appellation utilisée en Wallonie. Cela crée un vide juridique pour les utilisateurs bruxellois raccordés à la STIB via Elia.

- Le point **84°** *« pouvoir public : un pouvoir public au sens de l'article 1.3.1, 4° de l'ordonnance du 2 mai 2013 ».*

BRUGEL constate que la définition du « pouvoir public » retenue dans l'avant-projet s'écarte de celle qu'elle avait proposée dans son avis n° 407, fondée sur la notion plus large d'« organisme d'intérêt public ». BRUGEL recommande dès lors une interprétation plus extensive de cette notion.



5. Modifications relatives à l’ordonnance gaz

5.1. Principes de l’efficacité et de la primauté énergétique

BRUGEL rappelle que l'intégration des principes d'efficacité énergétique et de primauté énergétique dans l'ordonnance gaz ne peut être analysée indépendamment de la trajectoire de décarbonation poursuivie par la Région de Bruxelles-Capitale et des réflexions en cours relatives à l'avenir des infrastructures gazières.

Comme souligné dans ses avis antérieurs, la transition énergétique implique une diminution progressive de la consommation de combustibles fossiles et nécessite, à terme, une vision politique claire quant au rôle du réseau gazier, aux modalités de son adaptation ainsi qu'à son éventuel déclassement progressif.

Dans ce contexte, les principes d'efficacité et de primauté énergétique doivent constituer des outils d'aide à la décision permettant d'orienter les investissements vers les solutions les plus efficaces pour la collectivité, tout en évitant le risque de maintien ou de développement d'infrastructures qui ne seraient plus compatibles avec les objectifs régionaux de transition énergétique. Cette réflexion doit également s'articuler avec les choix futurs en matière de comptage intelligent gaz, lesquels devront être appréciés au regard de leur contribution effective aux objectifs énergétiques régionaux et de leur rapport coût-bénéfice pour les utilisateurs du réseau.

Ainsi, si la notion d'amélioration de l'efficacité énergétique des réseaux apparaît relativement claire dans le secteur de l'électricité, son application au réseau gazier soulève davantage de questions d'interprétation. Dans un contexte de transition énergétique et de diminution probable des volumes de gaz distribués à moyen et long terme, l'objectif poursuivi ne peut raisonnablement être compris comme une incitation à accroître ou à développer l'infrastructure gazière en tant que telle.

BRUGEL considère que l'intégration du principe de primauté de l'efficacité énergétique dans le cadre réglementaire applicable au gaz doit avant tout être appréhendée comme une exigence de prudence, de proportionnalité et d'efficacité dans la reconnaissance des coûts et des investissements liés aux infrastructures gazières. Il s'agit de veiller à ce que les mécanismes tarifaires n'encouragent ni le maintien ni le développement d'actifs au-delà de ce qui est nécessaire pour garantir la sécurité, la fiabilité et la continuité du service dans le contexte de la transition énergétique.

Cette question est étroitement liée à la problématique du risque d'actifs échoués (« *stranded assets* »). BRUGEL a déjà pris des dispositions tarifaires concernant ce sujet. Cependant, ces mesures ainsi que d'autres mesures tarifaires éventuelles à venir auraient un impact plus puissant si elles devaient s'inscrire dans le cadre d'une vision politique claire et de long terme quant à l'avenir du gaz en Région de Bruxelles-Capitale. Une telle réflexion ne saurait reposer exclusivement sur les projections ou les plans de déclassement élaborés par le gestionnaire du réseau de distribution.

BRUGEL estime dès lors qu'il appartient aux autorités compétentes, en concertation avec le régulateur, de définir les orientations stratégiques ainsi que les indicateurs pertinents permettant d'évaluer l'efficacité et la proportionnalité des mesures mises en œuvre, au regard des objectifs de transition énergétique, de protection des consommateurs et de soutenabilité économique des infrastructures.

5.2. Fournisseur de secours



BRUGEL renvoie aux développements relatifs à la modification de l'ordonnance électricité, applicables aux propositions, similaires, faites pour le gaz.

5.3. Garanties d'origine

BRUGEL renvoie aux développements relatifs à la modification de l'ordonnance électricité, en ce qu'ils peuvent être applicables pour le gaz. Il s'agit donc de préciser qu'est visée la quantité de gaz réellement produite **et injectée sur le réseau public**. Il faudra également que le Gouvernement complète l'arrêté « énergie verte » en précisant les modalités de la procédure simplifiée applicable aux installations d'une puissance inférieure à 50 kW.

5.4. Autres

Les articles 22bis et 22ter, § 3, de l'ordonnance gaz seront adaptés en ce que les mots « *gaz issu de SER* » sont remplacés par les mots « *gaz renouvelable* ». BRUGEL recommande de modifier l'arrêté « énergie verte » afin d'harmoniser la terminologie.



6. Modifications relatives à l'ordonnance énergie thermique

Les modifications apportées à l'ordonnance énergie thermique ne modifient pas profondément le cadre en vigueur. BRUGEL n'a donc pas de remarques spécifiques à formuler sur celles-ci.

BRUGEL rappelle par ailleurs qu'une réflexion sur le cadre légal bruxellois relatif au secteur de l'énergie thermique a été enclenchée et qu'un projet d'avis est actuellement soumis à consultation publique²⁹.

Concernant les garanties d'origine, l'ordonnance énergie thermique prévoit déjà que le Gouvernement met en place un mécanisme permettant de garantir l'origine renouvelable de l'énergie thermique. A l'instar de ce qui est prévu dans les ordonnances électricité et gaz, il est également prévu pour l'énergie thermique qu'une procédure simplifiée doit s'appliquer à certains types d'installations. BRUGEL considère que le gouvernement devra en préciser les modalités.

Par ailleurs, BRUGEL considère qu'il faut désigner l'organisme responsable de la gestion des garanties d'origine pour l'énergie thermique, à l'instar de ce qui est prévu pour l'électricité et pour le gaz.

Il est également nécessaire, selon BRUGEL, d'instaurer une redevance portant sur toutes les activités de gestion de ces nouvelles garanties d'origine ainsi que de toutes les transactions dont elles font l'objet. Cette redevance serait due par le détenteur du compte de garanties d'origine dans la banque de données de l'organisme gérant les garanties d'origine, selon des modalités définies par celui-ci.

²⁹ BRUGEL, Projet d'avis 419 relatif aux réseaux d'énergie thermique en Région de Bruxelles-capitale, 8 juillet 2026.



7. Divers

Les développements repris dans le présent chapitre concernent des sujets que BRUGEL estime particulièrement importants pour l'évolution du cadre énergétique bruxellois. S'ils ne relèvent pas tous directement du périmètre strict de la présente transposition, ils présentent un lien étroit avec les objectifs poursuivis par celle-ci ou répondent à des enjeux réglementaires identifiés comme prioritaires dans le contexte actuel de la transition énergétique.

Plusieurs de ces recommandations ont déjà été formulées par BRUGEL dans son avis d'initiative n°407 du 7 octobre 2025 relatif à la transposition du paquet « Fit for 55 » ainsi que dans son avis d'initiative n°415 du 22 avril 2026 relatif aux modifications à apporter aux textes normatifs régionaux bruxellois dans le secteur de l'énergie.

À la demande de la Ministre, ces points font l'objet d'un titre distinct. BRUGEL considère toutefois que, compte tenu de leur caractère urgent, de leur complémentarité avec les dispositions en cours de révision ou de leur importance pour la mise en œuvre effective des futures obligations européennes, ils devraient être examinés et intégrés, dans toute la mesure du possible, dans les travaux législatifs actuellement en cours.

7.1. Incompressibilité

La problématique de l'incompressibilité est étroitement liée à l'équilibrage du système électrique. En effet, le bon fonctionnement du réseau repose sur le maintien permanent d'un équilibre entre les quantités d'électricité injectées et celles prélevées.

L'incompressibilité se manifeste précisément dans les situations où la production d'électricité excède largement la consommation. Une telle situation engendre d'importants surplus d'électricité et des problèmes de fréquence du réseau, ce qui est susceptible de provoquer un découplage automatique et non-contrôlé de certaines installations photovoltaïques et, à terme, de compromettre la stabilité du système électrique. Sous l'effet du développement continu des énergies renouvelables, ce phénomène tend à se renforcer, en particulier lors des périodes de fort ensoleillement ou de conditions météorologiques favorables à la production éolienne, lorsque la production est élevée alors que la demande d'électricité demeure relativement faible.

Dans ce contexte, il appartient au gestionnaire du réseau de transport, Elia, chargé notamment de garantir l'équilibre instantané du système, de disposer des moyens nécessaires pour prévenir et gérer de telles situations.

En priorité, la problématique du maintien de la fréquence doit être traitée par le biais de mécanismes de marché, notamment au moyen de signaux de prix adéquats et des solutions d'équilibrage innovantes permettant un meilleur alignement entre l'offre et la demande. BRUGEL considère dès lors qu'il est essentiel que le réglage de la fréquence et la gestion des problématiques d'incompressibilité reposent avant tout sur des mécanismes de marché, et que le recours à d'éventuelles mesures techniques ne soit envisagé qu'à titre subsidiaire et en dernier recours, lorsque les possibilités offertes par ces mécanismes ont été pleinement mobilisées.

Il est dès lors essentiel que les ressources et efforts nécessaires soient mobilisés afin de favoriser et de



faciliter la participation de ces petites unités de production d'énergie renouvelable aux marchés. Cela étant, force est de constater qu'à ce stade, la production décentralisée ne réagit encore que de manière très limitée aux signaux du marché. En effet, seuls 1 à 2 % du parc solaire réagissent à des signaux de prix et, par ailleurs, à Bruxelles, les contrats dynamiques demeurent peu répandus parmi les utilisateurs du réseau. De plus, l'efficacité de ces signaux de prix repose sur la capacité des consommateurs à anticiper les variations de prix et à adapter leur comportement en conséquence. Or, cette faculté d'adaptation reste particulièrement faible pour les utilisateurs du réseau raccordés en basse tension.

Dans ce contexte, Elia doit disposer de la faculté de recourir à certaines mesures techniques permettant de moduler la production de certaines installations, afin de garantir la sécurité du système électrique.

A ce jour, Elia dispose déjà de certaines mesures techniques permettant de moduler les installations d'une puissance égale ou supérieure à 1 MW. Toutefois, elle a dorénavant besoin de faire usage de ces mesures techniques sur des installations de production de plus petite taille, raccordées au réseau de distribution ou au réseau de transport régional.

L'essentiel du cadre juridique applicable en la matière relève du niveau fédéral, où sont définies les règles encadrant la responsabilité d'équilibrage assumée par Elia en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport. Ce cadre est appelé à être davantage précisé dans les années à venir. A cet égard, BRUGEL souligne l'importance que la réglementation fédérale garantisse que de telles mesures ne puissent être mises en œuvre qu'en ultime recours, dans des circonstances exceptionnelles dûment définies et uniquement lorsque l'ensemble des mécanismes de marché disponibles se sont révélés insuffisants.

Toutefois, un cadre régional apparaît également nécessaire afin de permettre à Sibelga ainsi qu'à Elia, en tant que GRTr, de répercuter les consignes transmises par Elia en tant que GRT sur les différents utilisateurs du réseau de distribution et du réseau de transport régional, et de mettre en œuvre des mesures de flexibilité technique.

Le régulateur estime qu'il pourra être fait usage de la disposition proposée au point 4.1.3.6 du présent avis, lequel propose au législateur d'ajouter un paragraphe aux articles 5 et 7 de l'ordonnance, permettant aux gestionnaires de réseau de recourir à des mesures techniques de limitation de l'injection ou du prélèvement dans des circonstances exceptionnelles, lorsqu'il n'est pas possible de recourir à des mécanismes de flexibilité fondés sur le marché ; soit parce que ceux-ci ne sont pas disponibles, économiquement non efficaces, ou parce qu'ils risquent d'entraîner une congestion plus importante sur le réseau.

Ainsi, cela permettra à Sibelga et à Elia, en tant que GRTr, de répercuter les consignes du gestionnaire de réseau de transport et moduler les installations de production raccordées au réseau de distribution et de transport régional.

En ce sens, il est donc impératif de prévoir la disposition proposée au point 4.1.3.6 du présent avis, tant pour des considérations liées à la congestion du réseau local (voy. *supra*), que pour des considérations liées à l'équilibrage du réseau national.

A ce stade, la proposition d'ajout de BRUGEL à l'article 7 se lit comme suit :



« Le gestionnaire du réseau de distribution peut, en dernier recours et dans les conditions fixées par le règlement technique, mettre en œuvre des mesures techniques temporaires lorsque les mécanismes fondés sur le marché ne permettent pas de garantir la sécurité et l'exploitation efficace du réseau.

Le recours à ces mesures est exceptionnel, proportionné et non discriminatoire. Il est subordonné à la démonstration que les autres instruments disponibles ne constituent pas une réponse suffisante ou adéquate.

Le régulateur détermine dans le règlement technique, en concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution, les modalités de mise en œuvre de ce dispositif, et notamment : les catégories d'utilisateurs du réseau auxquelles les mesures techniques s'appliquent, les modalités d'information des utilisateurs du réseau affectés, ainsi que les modalités de compensation de ceux-ci. Cette compensation est transparente, objective, non discriminatoire et proportionnée à l'impact des limitations imposées. BRUGEL en détermine la méthode de calcul et les modalités d'application.

Le gestionnaire du réseau de distribution établit un rapport annuel sur les situations dans lesquelles les mesures techniques sont activées, et le transmet à BRUGEL. Le règlement technique détaille le contenu de ce rapportage ».

Il conviendrait de prévoir un paragraphe équivalent à l'article 5 de l'ordonnance, encadrant les tâches du gestionnaire du réseau de transport régional.

Bien entendu, l'utilisation de cette flexibilité technique pour faire face aux situations d'incompressibilité devra être strictement encadrée par le biais des règlements techniques applicables ou de prescriptions techniques complémentaires, afin de déterminer les installations soumises à ces mesures techniques dans le cadre de l'incompressibilité, le mode de communication entre le RTU et l'installation du client, les modalités d'exécution – par Sibelga ou Elia en tant que GRTr – des consignes d'Elia, les modalités de calcul de la compensation envers les utilisateurs de réseau affectés, etc.

7.2. Plans de développement : ajustements hors transposition

7.2.1. Périodicité et horizon des plans de développement

BRUGEL relève que les ordonnances électricité et gaz prévoient actuellement que le gestionnaire du réseau de distribution établisse un plan de développement couvrant une période de cinq ans et procède à son adaptation annuelle pour les cinq années suivantes.

Dans le contexte des transformations profondes que connaît le système énergétique, marquées notamment par l'électrification croissante des usages, l'intégration accrue des ressources énergétiques décentralisées et les objectifs de décarbonation, BRUGEL estime qu'un horizon de planification plus long apparaît désormais nécessaire afin de garantir une vision stratégique adéquate du développement des infrastructures de réseau.

À cet égard, BRUGEL considère qu'il serait opportun d'aligner le régime applicable au gestionnaire du réseau de distribution sur celui applicable au gestionnaire du réseau de transport régional. Celui-ci



établit en effet un plan de développement couvrant une période de dix ans et procède à son adaptation tous les deux ans pour les dix années suivantes.

Une telle harmonisation permettrait de renforcer la cohérence entre les exercices de planification des différents gestionnaires de réseau, de favoriser une meilleure coordination des investissements et de disposer d'une visibilité accrue sur les besoins futurs du système énergétique. Elle contribuerait également à améliorer la qualité de l'analyse prospective en privilégiant une approche davantage stratégique, tout en conservant une fréquence de mise à jour suffisante pour tenir compte de l'évolution des hypothèses et des besoins du réseau.

En conséquence, BRUGEL recommande de modifier les dispositions concernées des ordonnances électricité et gaz afin de prévoir que le plan de développement du gestionnaire du réseau de distribution couvre une période de dix ans et soit adapté tous les deux ans pour les dix années suivantes. Cette évolution apparaît de nature à renforcer la cohérence, la prévisibilité et l'efficacité de la planification du développement des réseaux en Région de Bruxelles-Capitale.

7.2.2. Mise en œuvre de la mission de surveillance de BRUGEL

L'article 12, §3 de l'ordonnance électricité, et son équivalent pour le gaz, confie à BRUGEL certaines missions en matière de plan de développement. A ce titre, le régulateur bruxellois est en effet chargé de surveiller et d'évaluer la mise en œuvre de ces plans de développement.

Toutefois, les ordonnances électricité et gaz ne prévoient aucun mécanisme permettant à BRUGEL d'exercer effectivement cette mission de surveillance. En particulier, elles ne lui confèrent ni pouvoir de sanction en cas de non-respect des engagements prévus dans les plans de développement, ni compétence pour imposer aux gestionnaires de réseau la réalisation des investissements qui y sont inscrits, contrairement, par exemple, au dispositif en vigueur en Région wallonne. Ainsi, en l'absence d'outils concrets garantissant l'effectivité de cette mission, BRUGEL ne sera pas en mesure d'assurer pleinement le suivi de la mise en œuvre des plans de développement, ce qui pourrait porter préjudice aux intérêts des consommateurs bruxellois et au bon développement des réseaux énergétiques de la Région.

Par ailleurs, BRUGEL estime que l'absence d'un tel pouvoir de contrôle et de sanction est susceptible de créer une asymétrie réglementaire entre les différentes Régions. En effet, lorsqu'un gestionnaire de réseau est soumis à des mécanismes de sanction dans certaines Régions mais pas dans d'autres, il existe un risque que les investissements soient prioritairement réalisés dans les zones où des conséquences réglementaires ou financières sont attachées à leur non-exécution. Cette situation pourrait conduire, à tout le moins en théorie, à une priorisation des investissements au détriment de la Région de Bruxelles-Capitale, alors même que les besoins identifiés dans les plans de développement approuvés y sont tout aussi essentiels à la sécurité, à la qualité et à la capacité du réseau.

BRUGEL recommande dès lors de compléter ces dispositions afin d'en garantir l'effectivité.

7.2.3. Compétence d'approbation des plans de développement

BRUGEL réitère la position qu'elle avait déjà exprimée dans son avis 415 concernant la compétence d'approbation des plans de développement.



À l'instar des autres Régions, BRUGEL estime qu'il serait opportun de lui confier la compétence d'approbation des plans de développement, plutôt qu'au Gouvernement. En sa qualité d'autorité de régulation indépendante, disposant de l'expertise technique, économique et réglementaire nécessaire, BRUGEL est la mieux placée pour évaluer l'adéquation des investissements proposés aux besoins du réseau, aux objectifs de transition énergétique et à l'intérêt des utilisateurs.

Une telle évolution permettrait également d'assurer une plus grande cohérence avec les pratiques observées dans les autres Régions et de renforcer l'efficacité du processus décisionnel. L'exercice de ce pouvoir par le régulateur s'inscrirait dans la lignée des ambitions énergétiques régionales adoptées par le Gouvernement et explicitées dans le point qui suit.

7.2.4. Adoption d'ambitions énergétiques régionales par le Gouvernement

Le régulateur estime qu'il est essentiel que les plans de développement des gestionnaires de réseau reposent sur des orientations politiques claires ainsi que sur des ambitions énergétiques régionales préalablement définies. A cette fin, il propose de modifier l'article 12 de l'ordonnance électricité et l'article 10 de l'ordonnance gaz de manière telle à prévoir l'obligation, pour le gouvernement, d'arrêter ses ambitions énergétiques régionales à des horizons de cinq, dix et quinze ans, assorties d'une mise à jour tous les deux ans³⁰. Ces ambitions devraient naturellement être établies en cohérence avec les instruments stratégiques régionaux existants, tels que le PACE, le Plan Chaleur ou tout autre document de planification pertinent.

Une telle approche permettrait aux gestionnaires de réseau d'élaborer leurs prévisions en matière de besoins de capacité, d'établir leurs scénarios de développement, de planifier les investissements nécessaires et d'anticiper le déclassement des infrastructures de manière cohérente avec les orientations retenues par les pouvoirs publics – que ces ambitions portent sur l'électrification des usages, le déploiement des pompes à chaleur, le développement des capacités de stockage, l'évolution attendue des centres de données, l'électrification de l'industrie ou tout autre facteur susceptible d'influencer l'évolution des besoins du système énergétique.

Indirectement, la définition de telles ambitions énergétiques régionales pourrait également guider les gestionnaires de réseau et le régulateur dans la gestion de l'accès aux capacités du réseau. Elle serait notamment susceptible d'orienter l'élaboration des règles de raccordement (*voy. supra*, point 4.1.4), en permettant, le cas échéant, la mise en place de mécanismes différenciés selon la nature des usages ou le profil des demandeurs, tels que des files d'attente distinctes. Une telle approche contribuerait à garantir que les décisions relatives à l'allocation des capacités disponibles s'inscrivent de manière cohérente dans la réalisation des objectifs énergétiques poursuivis par la Région.

A cette fin, l'article 12 pourrait être modifié comme suit :

1° Ajout d'un alinéa au paragraphe 1^{er} :

« Le Gouvernement arrête ses ambitions énergétiques régionales pour des horizons de cinq, dix et quinze ans et les met à jour tous les deux ans. Ces ambitions énergétiques régionales sont adoptées pour la première fois au plus tard le 30 juin 2028 ».

³⁰ De façon similaire à ce que prévoit l'avant-projet de décret adopté en première lecture par le gouvernement wallon en date du 13 mai 2026, lequel modifie l'article 15 du décret du 21 avril 2001 ; <https://www.cwape.be/publications/document/6957>.



2° Modification de l'alinéa suivant comme suit :

*« Les gestionnaires de réseaux établissent, chacun pour ce qui les concerne, un plan de développement en vue d'assurer la sécurité, la fiabilité, la régularité et la qualité de l'approvisionnement sur le réseau dont ils assurent respectivement la gestion dans le respect de l'environnement et du principe de primauté de l'efficacité énergétique, selon la procédure prévue au paragraphe 3. Dans le cadre de l'application du principe de primauté de l'efficacité énergétique, les gestionnaires de réseaux se basent sur des analyses coûts-avantages pour établir leur plan de développement. **Dans l'établissement de leur plan de développement, les gestionnaires de réseaux tiennent compte des ambitions énergétiques régionales telles que visées à l'alinéa 1^{er}** ».*

7.3. Recharge ou décharge de véhicule électrique

L'article 32^{duosexies} de l'ordonnance prévoit que :

« En cas de décision du gestionnaire de réseau refusant ou limitant la puissance délivrée pour la recharge d'un véhicule électrique ou refusant ou limitant la puissance réinjectée lors de la décharge d'un véhicule électrique en violation des conditions définies dans le règlement technique, le dommage causé par cette décision à l'utilisateur du réseau de distribution fait l'objet d'une indemnisation par le gestionnaire de réseau, selon les modalités fixées par le Gouvernement, après avis de BRUGEL ».

BRUGEL ne perçoit pas la justification d'un régime d'indemnisation spécifique applicable aux seules bornes de recharge de véhicules électriques et est donc d'avis que cette disposition n'a plus de sens à elle seule.

En effet, les limitations de puissance liées à la gestion du réseau ou à la congestion ne concernent pas uniquement cet usage et devraient être traitées dans le cadre des mécanismes généraux applicables à l'ensemble des utilisateurs du réseau (FCA, mesures techniques, services de flexibilité, etc.).

En l'absence de motivation particulière dans les travaux préparatoires, cette différence de traitement apparaît insuffisamment justifiée et il conviendrait de supprimer cet article.

7.4. Délai d'approbation des documents régulés

Les règlements techniques de Sibelga et d'Elia prévoient, chacun en ce qui les concerne, l'adoption de contrats-types régissant notamment le raccordement, l'accès et l'accès flexible au réseau, ainsi que des prescriptions techniques applicables à diverses installations et équipements, tels que les bornes de recharge, les unités de stockage, ou encore les installations de production photovoltaïque. Ces documents exercent une influence déterminante sur l'organisation et l'exploitation des réseaux et entraînent des répercussions directes sur les droits et obligations des utilisateurs du réseau, sur le développement des services de flexibilité, sur la gestion des congestions ainsi que, plus largement, sur l'intégration des nouveaux usages et technologies au sein du système énergétique.

Compte tenu de leur portée normative et de leur technicité élevée, ces documents requièrent un examen particulièrement rigoureux ainsi qu'un contrôle approfondi de la part du régulateur, afin de garantir leur conformité au cadre législatif et réglementaire applicable ainsi que leur cohérence avec les objectifs poursuivis en matière de politique énergétique et de gestion des réseaux.



C'est la raison pour laquelle le régulateur considère qu'il est opportun d'introduire dans l'ordonnance une compétence explicite d'approbation des documents régulés dans le chef du régulateur. C'est d'ailleurs ce qui a été décidé du côté flamand, avec l'insertion d'un § 2/1 à l'article 4.2.1 du *Energiedecreet*. Du côté wallon, une compétence similaire est prévue dans le chef de la CWaPE par l'article 42, § 2, al. 2, 2°, du décret du 12 avril 2001 et l'article I.22, § 1^{er}, du règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci.

A ce stade, les règlements techniques de Sibelga et d'Elia prévoient des règles et délais divergents en ce qui concerne l'approbation, par BRUGEL, des documents régulés³¹. Afin d'assurer la cohérence du cadre réglementaire ainsi que la sécurité juridique, le régulateur considère que l'ordonnance devrait prévoir cette compétence générale d'approbation des documents régulés dans le chef du régulateur, en prévoyant un délai unique et harmonisé applicable tant au GRD qu'au GRTr, et couvrant l'ensemble des documents concernés. Une telle disposition devrait également permettre la prolongation, unique, du délai d'approbation, afin de permettre au régulateur de demander des informations complémentaires aux gestionnaires de réseau.

L'insertion d'un tel paragraphe permettrait de conférer à la procédure d'approbation une assise légale plus claire et plus solide.

Ainsi, le régulateur propose que le paragraphe suivant soit inséré à la fin de l'article 9^{ter} de l'ordonnance électricité :

« Dans un délai de trois mois suivant la réception de la demande, BRUGEL prend une décision d'approbation, de demande de révision ou de refus d'approbation sur l'ensemble des contrats types, des règlements, des prescriptions techniques, des procédures et des formulaires du gestionnaire du réseau de distribution et du gestionnaire du réseau de transport régional, établis en exécution des règlements techniques applicables. Si BRUGEL demande des informations complémentaires au demandeur, le délai de prise de décision peut être prolongé une seule fois de trente jours ».

7.5. Points stratégiques des précédents avis de BRUGEL (n° 407 et n°415)

7.5.1. Suppression du consentement pour la communication des données de comptage des compteurs intelligents

Ce point revêt une importance majeure et a été soutenu par BRUGEL à maintes reprises³².

En outre, la Région de Bruxelles-Capitale apparaît désormais comme la seule région belge à maintenir une telle exigence³³. Cette approche risque de compromettre la capacité du cadre réglementaire à

³¹ L'article 1.37 du règlement technique de Sibelga prévoit que Sibelga soumet à BRUGEL les contrats-types, les règlements, prescriptions techniques, procédures et formulaires, à une fin purement informative, et ne prévoit aucun délai précis pour l'examen de ces documents par le régulateur, l'article se limitant à prévoir que les documents soient transmis à BRUGEL « *suffisamment tôt avant leur entrée en vigueur prévue* ». L'article ne requiert l'approbation de BRUGEL que pour les conditions de raccordement ou d'accès au réseau. L'article 4, § 2, du règlement technique d'Elia prévoit, quant à lui, que les contrats types, règlements et prescriptions techniques soient soumis à l'approbation de BRUGEL, étant entendu qu'en l'absence de réaction de BRUGEL dans un délai de deux mois à compter de la demande d'approbation, celle-ci est réputée acquise. La disposition précise, par ailleurs, que les procédures et formulaires du GRTr ne sont pas soumis à l'approbation de BRUGEL.

³² Voir entre autres les avis 382 et 415 de BRUGEL.

³³ Rapport over de evaluatie van het databeheer door de elektriciteits- en aardgasnetbeheerders op het distributienet in



accompagner les évolutions technologiques et les nouveaux besoins du système énergétique. À défaut d'adaptation, Bruxelles pourrait progressivement se retrouver en retrait par rapport aux autres Régions dans le développement des réseaux intelligents et des services énergétiques innovants.

Dans un contexte de congestion croissante des réseaux, les conséquences sont particulièrement préoccupantes. En limitant l'accès à certaines données et fonctionnalités, cette exigence réduit la quantité et la qualité des informations dont dispose le gestionnaire du réseau de distribution pour comprendre les usages réels du réseau, identifier les gisements de flexibilité et anticiper les contraintes futures. Elle risque dès lors de freiner le développement d'une gestion intelligente et dynamique du réseau.

À terme, le manque d'informations disponibles pourrait conduire à des décisions moins pertinentes en matière de planification du réseau, d'investissements ou de développement de produits de flexibilité, dès lors que celles-ci ne seraient pas fondées sur une connaissance suffisamment précise de la réalité opérationnelle du réseau. Les consommateurs bruxellois pourraient ainsi être pénalisés par une utilisation moins efficiente des infrastructures existantes et par le déploiement de solutions moins adaptées aux enjeux réels du système électrique bruxellois.

BRUGEL considère dès lors que cette évolution constitue un prérequis important pour accompagner les nouveaux enjeux de gestion du réseau et de transition énergétique.

7.5.2. Régulations incitatives sur certaines obligations de service public

BRUGEL considère qu'il est opportun de profiter des travaux législatifs en cours afin de revoir le cadre applicable à la régulation des obligations de service public (OSP).

En effet, l'article 9*quinquies* de l'ordonnance électricité ne permet actuellement pas à BRUGEL d'appliquer des mécanismes de régulation incitative à certaines dépenses liées aux OSP, celles-ci étant considérées comme des coûts non gérables dans la méthodologie tarifaire. Cette limitation a notamment été rappelée dans le rapport de motivation de la méthodologie tarifaire³⁴.

BRUGEL estime toutefois que certaines obligations de service public, notamment lorsqu'elles reposent sur des choix opérationnels, organisationnels ou d'investissement relevant du gestionnaire de réseau, pourraient faire l'objet d'une appréciation plus poussée de leur caractère raisonnable et efficient (par exemple, les dépenses liées à l'éclairage public).

BRUGEL recommande dès lors d'examiner la possibilité de lui conférer une base légale lui permettant, pour certaines catégories d'OSP définies par le gouvernement, d'évaluer de manière autonome le caractère raisonnable et efficient des coûts exposés et, le cas échéant, de mettre en place des mécanismes de régulation incitative appropriés.

Cette évolution apparaît stratégique afin de renforcer les incitants à l'efficacité, de maîtriser l'évolution des coûts répercutés aux consommateurs et d'assurer une utilisation optimale des ressources mobilisées dans le cadre des missions de service public.

het Vlaamse Gewest, Sia Partners Vergelijkende studie databeheer, novembre 2025, p. 16.

³⁴ Annexe 2A, p. 55.



7.5.3. Contrôle et sanction vis-à-vis des organismes certificateurs agréés

BRUGEL renvoie aux développements de son avis d'initiative n°415 du 22 avril 2026 concernant la nécessité de disposer de compétences explicites de contrôle et de sanction à l'égard des organismes certificateurs agréés³⁵. À défaut d'une telle intervention législative, les constats de non-conformité relevés par BRUGEL continueront à ne pas pouvoir être traités de manière adéquate, au détriment de l'effectivité des contrôles, de la sécurité juridique et de la crédibilité du système de certification.

7.5.4. Suppression des demandes d'autorisation pour les communautés d'énergie

BRUGEL renvoie également aux développements de son avis d'initiative n°415 du 22 avril 2026 concernant la simplification du régime applicable aux communautés d'énergie et, en particulier, la suppression de l'obligation d'autorisation préalable.

En l'absence d'une telle réforme, BRUGEL constate que les procédures administratives continuent de constituer un frein au développement des projets de partage et des communautés d'énergie, générant une charge administrative importante tant pour les porteurs de projets que pour l'administration, sans valeur ajoutée proportionnée en matière de contrôle.

Cette évolution apparaît dès lors nécessaire afin de faciliter le déploiement des communautés d'énergie et de soutenir les objectifs de participation active des consommateurs poursuivis par les textes européens.

7.5.5. Licences de flexibilité et agrégation

BRUGEL renvoie aux développements de son avis n°415 du 22 avril 2026 concernant la suppression de l'obligation de détenir une licence de fourniture de services de flexibilité et d'agrégation.

En l'absence d'une telle réforme, la Région de Bruxelles-Capitale demeurerait la seule Région belge à imposer une licence spécifique aux prestataires de services de flexibilité. Cette divergence réglementaire risque de constituer un frein au développement du marché bruxellois de la flexibilité et à l'arrivée de nouveaux acteurs, sans bénéfice proportionné en matière d'encadrement du secteur.

Cette évolution apparaît dès lors nécessaire afin de favoriser le développement du marché de la flexibilité et d'assurer une plus grande cohérence réglementaire entre les Régions.

³⁵ Point 6.6. de l'[avis 415](#).



8. Conclusion

Au terme du présent avis, BRUGEL souhaite souligner que l'avant-projet des ordonnances doit pouvoir dépasser la seule adaptation du cadre juridique actuel aux directives européennes.

L'avant-projet des ordonnances doit constituer une étape structurante dans la définition du système énergétique bruxellois des prochaines décennies.

En effet, les choix opérés aujourd'hui influenceront durablement la manière dont la Région pourra répondre aux défis liés à l'électrification des usages, à l'intégration des ressources décentralisées, à la gestion des congestions et au développement des réseaux.

Dans ce contexte, BRUGEL appelle les pouvoirs politiques à poser dès à présent les fondements d'un cadre cohérent, pérenne et adapté aux défis futurs du système énergétique. Les premiers jalons qui sont aujourd'hui mis en place doivent s'inscrire dans une vision globale du système énergétique bruxellois, en commençant par les enjeux de planification et de développement du réseau, d'exploitation efficace de celui-ci, ainsi que par une répartition claire des rôles, responsabilités et obligations de chaque acteur.

Cette évolution nécessite également de veiller à une attribution adéquate des outils et leviers d'action entre les autorités publiques et le régulateur, afin que chacun dispose des moyens nécessaires pour exercer pleinement les missions qui lui sont confiées et orienter efficacement le développement du système énergétique régional.

Les propositions formulées par BRUGEL dans le présent avis s'inscrivent dans cette perspective. Elles visent à contribuer à la construction d'un cadre réglementaire cohérent, capable d'anticiper les défis à venir et d'accompagner la transition énergétique de manière efficace, transparente et équilibrée, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs bruxellois.

* *

*