brugel

L'énergie et l'eau en confiance
Energie en water met vertrouwen

AVIS 423

RELATIF AU PROJET DEFINITIF DE PLAN DE DEVELOPPEMENT POUR LE RESEAU ELECTRIQUE, PROPOSE PAR LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION BRUXELLOIS POUR LA PERIODE 2027-2031

29/10/2026

Établi sur base des articles 12 et 30*bis* de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

BRUGEL-AVIS-20261029-423

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

Synthèse **3**

1. Base légale **5**

2. Processus d'élaboration et consultation publique **7**

2.0. Déroulement de la procédure, observations reçues et suites apportées 7
2.1. Réponses aux demandes de BRUGEL et points restant à clarifier 8
2.1.1. Questions communes à l'électricité et au gaz 8
2.1.2. Congestions et interfaces Sibelga-ELIA 8
2.1.3. Questions spécifiques relatives aux volumes d'investissements 9
2.1.4. Demandes relatives à la production décentralisée 9
2.1.5. Questions relatives à la flexibilité 9
2.1.6. Questions relatives à l'électrification des usages 10
2.1.7. Appréciation générale 10

3. Conformité du PDD et justification des besoins futurs **11**

3.1 Respect des obligations légales et réglementaires 11
3.2. Scénarios régionaux, hypothèses de SIBELGA et articulation électricité-gaz-chaleur 13
3.3. Besoins des utilisateurs et évolution des usages par segment 13
3.4. Méthodes de prévision et traduction des résultats du Digital Twin 2027-2031 14

4. Congestion, capacités disponibles et coordination avec ELIA et Fluvius **16**

4.1. Anticipation des contraintes de capacité et identification des besoins futurs 16
4.2. Capacités mobilisables, postes critiques et calendrier des renforcements 17
4.3. Coordination des investissements et dépendances critiques 18
4.4. Raccordement des pôles économiques et reconversion du site Audi Forest 19
4.5. Appréciation de BRUGEL et suites attendues 20

5. Opportunité des projets et cohérence des investissements **21**

5.1. Qualité de fourniture, sécurité, résilience et indicateurs de performance 21
5.2. Politique d'Asset Management et équilibre des efforts entre les réseaux HT et BT 22
5.3. Productions décentralisées, stockage et besoins de raccordement 24
5.4. Efficacité énergétique, flexibilité et comparaison des alternatives 25
5.5. Compteurs intelligents et SmartGrid – engagements, fonctionnalités et résultats 26
5.6. Analyse financière et articulation avec les coûts additionnels 28

6. Injonction **35**

7. Conclusion **39**

Synthèse

BRUGEL a examiné le projet définitif de plan de développement (ci-après « *PDD* ») du réseau de distribution d'électricité communiqué par SIBELGA le 15 septembre 2026 et couvrant la période 2027-2031. Ce projet de PDD était accompagné des réponses apportées par SIBELGA aux remarques et demandes de modifications de BRUGEL, ainsi que du rapport de consultation publique. Le présent avis, rendu en application de l'article 12, § 3 de l'ordonnance électricité, porte sur la conformité du plan, la justification des besoins futurs, la couverture de ces besoins aux interfaces avec le réseau de transport régional, l'opportunité des projets et la cohérence des investissements.

Sur la base de son analyse, BRUGEL propose au Gouvernement d'approuver le plan. Parallèlement, le régulateur adresse à SIBELGA une **injonction** sur la base de l'article 12, § 3, dernier alinéa, de l'ordonnance électricité. BRUGEL enjoint à SIBELGA de renforcer et de documenter la planification de son réseau, en consolidant les prévisions de charge et les scénarios à long terme, en objectivant les besoins de capacité et les investissements associés, et en examinant systématiquement les alternatives ou compléments aux renforcements conventionnels. Cette démarche doit notamment intégrer la coordination avec ELIA et Fluvius, les besoins liés aux nouveaux usages et aux pôles économiques, la stratégie de conversion du réseau 230 V vers le 400 V, ainsi qu'un suivi pluriannuel des principaux indicateurs de charge et de capacité.

Cette injonction est justifiée au regard des éléments étayés ci-dessous.

Globalement, BRUGEL constate que le PDD renferme des évolutions positives, notamment le développement du Digital Twin et l'amélioration de l'observabilité du réseau. Les indicateurs de qualité de 2025 restent globalement proches des références du plan, avec des points d'attention concernant les interruptions BT et leurs délais de rétablissement.

Ces avancées doivent toutefois encore démontrer pleinement leur contribution à une meilleure anticipation et à une meilleure planification des besoins du réseau. À ce stade, trois constats limitent la capacité de BRUGEL à apprécier l'adéquation de la planification proposée aux besoins identifiés par SIBELGA :

- La couverture des besoins aux interfaces avec ELIA n'est pas démontrée, avec plusieurs dépassements de capacité attendus avant la mise en œuvre des solutions prévues et des diagnostics divergents entre SIBELGA et Elia. Les données du PDD font apparaître des contraintes concrètes sur les points de transformation: Voltaire 11 kV présente une réserve de -2,48 MVA soit un taux de charge de 109,9%, et Démosthène une réserve de -0,75 MVA, soit 104,7%. De Greef est annoncé à 98,6% avec 0,35 MVA de réserve, Dunant à 91,7% avec 2,07 MVA de réserve. Démosthène illustre directement les divergences des positions des gestionnaires : le poste est annoncé au-delà de sa puissance garantie, tandis que le renforcement à 25 MVA ne serait disponible qu'en 2031.
- Les prévisions à cinq ans sous-estiment potentiellement l'évolution de la charge, puisqu'aucune croissance tendancielle n'est appliquée hors demandes ponctuelles connues, malgré l'électrification annoncée des usages. Ainsi, les « Perspectives du PDD » présentent une augmentation de la puissance synchrone cumulée liée aux véhicules électriques et aux pompes à chaleur, de l'ordre de 600 MW à l'horizon 2035. Ces grandeurs régionales ne déterminent pas directement les besoins de capacité de chaque poste : leur effet dépend de la localisation des

usages, de leurs profils de consommation et de leur simultanéité avec les pointes existantes.

- Enfin, les renforcements programmés, notamment en BT, restent insuffisamment justifiés par des contraintes locales objectivées et par une analyse des alternatives, dans un contexte où le déploiement des mesures à distance accuse du retard. Ainsi, BRUGEL constate un déséquilibre marqué entre les efforts de renforcement programmés sur les deux réseaux. Les renforcements en câbles HT stagnent, à quelque 11 km par an, soit moins d'un quart des poses annuelles de câbles HT, tandis que les renforcements en câbles BT atteignent de l'ordre de 80 km par an sur 2029-2031, soit plus de la moitié des poses annuelles de câbles BT. Cette priorité accordée au réseau BT contraste avec son état de charge : le taux de charge moyen des câbles BT est de 18 %, moins de 5 % d'entre eux étant chargés à plus de 50 %, alors que le réseau HT présente des taux de charge plus élevés au critère N-1 et que plusieurs postes présentent des réserves faibles.

Par ailleurs, BRUGEL estime que la conversion du réseau 230 V vers le 400 V doit constituer un axe explicite de la planification du réseau, sur la base d'une trajectoire territorialisée et priorisée. L'arbitrage entre conversion et renforcement du réseau 230 V devrait reposer sur une analyse technico-économique permettant d'identifier la solution la plus efficiente. En ce qui concerne l'harmonisation du réseau HT vers le 11kV, BRUGEL estime que celle-ci doit préserver, voire renforcer, la capacité d'alimentation du réseau. Le PDD devrait dès lors présenter, pour chaque poste concerné, la puissance garantie N-1 avant et après conversion, ainsi que son évolution prévue jusqu'en 2050 lorsque des renforcements sont envisagés.

Enfin, le PDD électricité 2027-2031 prévoit un budget d'investissement de 667,9 M€ en coûts totaux. Les montants annuels passent de 125,6 M€ en 2027 à 138,1 M€ en 2031, soit une hausse d'environ 9,9 %. L'approbation du plan ne préjuge pas des décisions tarifaires futures, notamment de l'admissibilité et de la couverture tarifaire des coûts additionnels sollicités pour le renforcement du réseau en 2028 et 2029. Les volumes d'investissement prévus pour 2030 et 2031, ainsi que les coûts associés, devront être examinés dans le cadre de la prochaine méthodologie tarifaire.

1. Base légale

L'article 12 de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (dénommée ci-après « *l'ordonnance électricité* »), prévoit que :

> « *§ 1er. 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 de l'efficacité énergétique, selon la procédure prévue au § 3.*
>
> *Brugel peut préciser le modèle de canevas des plans de développement proposés.*
>
> *Le plan de développement contient au moins les données suivantes :*
>
> *[…]*
>
> *§ 2. Le plan de développement établi par le gestionnaire du réseau de transport régional couvre une période de dix ans ; il est adapté tous les deux ans pour les dix années suivantes, selon la procédure prévue aux paragraphes 2bis et 3. Avant le 31 mai de chaque année, le gestionnaire du réseau de transport régional transmet à Brugel un rapport sur l'état d'exécution du plan de développement.*
>
> *Brugel établit un modèle de rapport.*
>
> *Le plan de développement établi par le gestionnaire du réseau de distribution couvre une période de cinq ans ; il est adapté chaque année pour les cinq années suivantes, selon la procédure prévue au § 3.*
>
> *§ 2bis. Chaque gestionnaire de réseau procède à une consultation des administrations concernées, des utilisateurs effectifs ou potentiels du réseau et du Conseil au sujet du projet de plan de développement. A cette fin, une version vulgarisée du projet de plan de développement leur est communiquée. Le gestionnaire du réseau de distribution consulte également le gestionnaire du réseau de transport.*
>
> *Les gestionnaires de réseaux publient un rapport de consultation et le projet de plan de développement.*
>
> *§ 3. Chaque gestionnaire de réseau transmet son projet de plan de développement et un rapport de consultation à Brugel avant le 15 juin de l'année qui précède la première année couverte par le plan.*
>
> *Brugel informe le gestionnaire de réseau, pour le 15 juillet de la même année au plus tard, de ses remarques et demandes de modifications du projet de plan de développement.*
>
> *Sur la base des remarques et demandes de modification de Brugel, le gestionnaire de réseau élabore son projet définitif de plan de développement et une réponse motivée aux remarques et demandes de Brugel qu'il transmet à Brugel pour le 15 septembre de l'année qui précède la première année couverte par le plan.*
>
> *Pour le 30 octobre de la même année au plus tard, Brugel transmet au Gouvernement, pour approbation, le projet définitif de plan, accompagné de son avis, de la réponse motivée aux remarques et demandes de Brugel et du rapport de consultation rédigés par les gestionnaires de réseaux. Pour son avis, Brugel examine notamment si les investissements prévus dans le*

projet de plan couvrent tous les besoins recensés en matière d'investissement durant le processus de consultation et si ce plan est cohérent avec le plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne. Elle tient également compte des relations entre les marchés de l'électricité et du gaz.

A défaut de décision du Gouvernement au 31 décembre de la même année et pour autant que les documents aient bien été transmis au Gouvernement pour le 30 octobre au plus tard de la même année, le projet définitif de plan de développement est réputé approuvé. Brugel surveille et évalue la mise en œuvre de ces plans de développement.

Brugel peut, dans l'intérêt des utilisateurs et en tenant compte des critères environnementaux, donner injonction au gestionnaire de réseau d'étudier certains investissements alternatifs ou complémentaires dans le plan de développement. Ces études sont réalisées dans un délai compatible avec les délais d'approbation des plans de développement mentionnés à l'alinéa précédent. ».

Le présent avis répond à cette obligation.

2. Processus d'élaboration et consultation publique

Le processus d'élaboration du PDD vise à confronter les propositions de SIBELGA aux besoins des utilisateurs et aux observations des autorités concernées. BRUGEL examine le déroulement de la consultation, les réponses apportées aux contributions et les modifications qui en résultent. L'appréciation porte également sur la suite réservée aux remarques et demandes de modifications de BRUGEL, et sur les engagements qui nécessitent encore une traduction concrète dans le plan ou dans son suivi.[1]

2.0. Déroulement de la procédure, observations reçues et suites apportées

SIBELGA a soumis ses projets de plans de développement électricité et gaz pour la période 2027-2031 à une consultation publique du 15 mai au 15 juin 2026. Les quatre parties du plan ont été mises à disposition du public, avec une présentation vidéo et un formulaire de réaction. Les observations reçues émanent d'un particulier, de Bruxelles Environnement et du Conseil des usagers de l'électricité et du gaz. Elles portent sur les choix techniques, les hypothèses de planification, l'environnement et la protection des utilisateurs.[2]

Une contribution interroge l'opportunité d'une évolution du réseau moyenne tension vers le 20 kV ou le 22 kV. SIBELGA maintient sa stratégie d'harmonisation vers le 11 kV. Bruxelles Environnement a notamment demandé de préciser les hypothèses de mobilité électrique, de corriger certains jalons de la réglementation relative aux bâtiments et d'expliciter la maîtrise du bruit des installations et des chantiers. SIBELGA indique que les simulations du présent plan n'ont pas été actualisées sur les comportements de recharge ; les observations seront examinées pour les simulations suivantes. Elle a également annoncé la correction des références temporelles dans la version définitive. BRUGEL demande que les hypothèses révisées et leur incidence sur les besoins d'investissement soient identifiables.[3]

Le Conseil des usagers a insisté sur l'information et la protection des clients lors du déploiement des compteurs intelligents, l'accompagnement des publics précaires et l'articulation avec la décarbonation du chauffage. Il a également demandé une référence à la directive relative à la performance énergétique des bâtiments et proposé un test d'impact « pauvreté ». Cette dernière proposition est adressée au législateur et ne constitue pas, en elle-même, une obligation nouvelle de SIBELGA. Selon SIBELGA, l'avis du Conseil des usagers distingue par ailleurs la position minoritaire d'EDORA et de la FEBEG concernant les activités de SIBELGA dans les réseaux thermiques.[4]

BRUGEL considère que le suivi doit distinguer les corrections apportées au plan, les réponses motivées sans modification et les engagements reportés à une analyse ultérieure. En particulier, les mesures relatives au bruit doivent être reliées aux choix d'équipements, à la maintenance et à l'organisation des chantiers. Les engagements concernant les compteurs intelligents et les usagers vulnérables appellent également des résultats vérifiables dans le cadre des missions de contrôle concernées. En ce

[1] Ordonnance électricité du 19 juillet 2001, article 12, §§ 2bis et 3.

[2] SIBELGA, Rapport de consultation publique au 15 juin 2026, §§ 3.1 à 3.3, pp. 4-5.

[3] Tableau des réactions à la consultation publique, p. 1, observations de Bruxelles Environnement, points a), c) et d).

[4] Conseil des usagers, avis n° 2026-06-15/62, pp. 1-3.

qui concerne la question relative au rôle de SIBELGA dans les réseaux de chaleur, BRUGEL mène cette analyse dans des dossiers parallèles. Le positionnement de BRUGEL sera rendu dans ces dossiers.

2.1. Réponses aux demandes de BRUGEL et points restant à clarifier

Conformément à l'article 12, § 3, de l'ordonnance électricité, BRUGEL a communiqué à SIBELGA, le 15 juillet 2026, ses remarques et demandes de clarification ou de modification. Le questionnaire comprend cinq questions communes à l'électricité et au gaz et douze questions propres au réseau électrique. L'examen ci-dessous distingue les explications apportées, leur portée pour le présent plan et les points nécessitant un complément ou un suivi.

2.1.1. Questions communes à l'électricité et au gaz

Les demandes communes portent sur l'information des utilisateurs importants, le traitement de l'avis du Conseil des usagers, les nuisances sonores, la publication des documents et la traçabilité des adaptations. SIBELGA décrit une communication par son site internet, les réseaux sociaux et le magazine « *Energuide/Energids* ». Ces canaux assurent une diffusion générale. BRUGEL demande également que les modalités d'information des utilisateurs importants permettent d'identifier leurs besoins particuliers et leur contribution à la consultation.

La publication du rapport et la présentation des modifications doivent permettre de relier chaque observation à la réponse de SIBELGA et à son effet sur le plan. BRUGEL attend une motivation explicite lorsqu'une observation n'entraîne aucune adaptation, ainsi qu'un objet, une échéance et un résultat attendu pour les engagements différés.

2.1.2. Congestions et interfaces Sibelga-ELIA

BRUGEL a demandé à SIBELGA de mieux objectiver les risques de congestion, en mettant en regard l'évolution attendue des besoins, les capacités disponibles et les investissements prévus pour y répondre. En réponse, SIBELGA indique qu'à l'horizon 2027-2031, les analyses menées avec ELIA ne mettent pas en évidence d'écart structurel entre les besoins de capacité identifiés et les investissements actuellement envisagés sur le réseau de transport. Cette appréciation doit toutefois être nuancée : plusieurs points d'interconnexion nécessitent encore des études spécifiques, certaines solutions restent en cours d'analyse et des incertitudes subsistent quant à l'évolution des besoins ainsi qu'au calendrier et à la réalisation des investissements.

BRUGEL considère que les réponses apportées ne permettent pas, à ce stade, d'étayer suffisamment cette conclusion. En particulier, l'évaluation quantitative demandée, permettant de confronter de manière suffisamment précise les besoins projetés, les capacités disponibles et les renforcements nécessaires, n'a pas été fournie. Cette lacune est d'autant plus importante que SIBELGA reconnaît qu'un décalage entre les besoins et les capacités disponibles pourrait affecter les délais ou les modalités de raccordement de nouvelles charges importantes. BRUGEL demande dès lors que cette analyse soit approfondie et objectivée afin d'identifier suffisamment en amont les éventuelles contraintes de capacité, leurs conséquences pour le développement du réseau bruxellois et les mesures nécessaires pour y répondre.

L'examen des réponses relatives aux congestions et aux interfaces entre SIBELGA et ELIA est présenté à la section 3.4 et au chapitre 4 du présent avis.

2.1.3. Questions spécifiques relatives aux volumes d'investissements

Les demandes relatives aux câbles, lignes et transformateurs visent à expliquer les évolutions entre les PDD successifs, la distinction entre le périmètre « Business As Usual » et les renforcements, la concentration de certains travaux et le calcul des indicateurs. SIBELGA attribue principalement les variations aux remplacements de câbles vétustes réalisés à la faveur d'opportunités et à la réévaluation des besoins au moyen du Digital Twin. Pour les transformateurs, elle invoque notamment la diminution des remplacements d'appareils mono liée à l'abandon progressif des anciennes tensions.

BRUGEL prend acte de ces explications. Leur portée doit être établie au moyen d'un rapprochement des quantités, des catégories et des coûts sur des périmètres identiques. Un taux relatif à une catégorie particulière ne peut être comparé directement à un taux portant sur l'ensemble des travaux. De même, la distinction opérationnelle entre « Business As Usual » et renforcements doit être rapprochée des catégories de renouvellement, d'extension et de renforcement. L'examen financier est développé au chapitre 5.

2.1.4. Demandes relatives à la production décentralisée

BRUGEL a demandé un retour d'expérience sur les surtensions, les limitations d'injection, le déclenchement des onduleurs et les projets groupés. SIBELGA considère que ces informations relèvent principalement du suivi opérationnel et propose de définir les modalités de leur partage. Elle souligne que les trajectoires de production sont intégrées dans le Digital Twin et que des analyses locales sont possibles au moyen de NEPLAN.

BRUGEL considère que la prise en compte prospective doit être complétée par les enseignements des situations effectivement rencontrées. Un rapportage proportionné doit relier les zones concernées, la nature des limitations, les mesures appliquées et leurs conséquences sur les raccordements et les investissements. L'analyse des productions décentralisées et des besoins de raccordement figure au chapitre 5.

2.1.5. Questions relatives à la flexibilité

SIBELGA reconnaît que la flexibilité, le pilotage de la demande et la gestion active peuvent répondre à certaines contraintes. Elle indique que le Digital Twin ne réalise pas automatiquement l'arbitrage entre renforcement physique et solution alternative, cet examen intervenant dans une étape distincte. Les conditions techniques, contractuelles, réglementaires et opérationnelles du recours à la flexibilité restent à préciser.

BRUGEL considère que le PDD ne fournit pas une analyse pour justifier les arbitrages entre le recours à la flexibilité et les investissements programmés. La distinction entre contraintes structurelles et occasionnelles ne suffit pas à justifier les choix retenus : elle doit être étayée par la localisation, la durée, la fréquence et l'évolution attendue des contraintes, puis par une comparaison des solutions pertinentes au regard de leur coût, de leur disponibilité, de leur fiabilité et de leur délai de mise en œuvre.

2.1.6. Questions relatives à l'électrification des usages

SIBELGA indique dans ses réponses que ses simulations prennent en compte des journées dimensionnantes estivales et hivernales et que certains postes alimentant des quartiers de bureaux présentent déjà une pointe estivale. Elle estime, au regard des ordres de grandeur disponibles, que l'électrification de la chaleur représente un enjeu plus important que l'augmentation des besoins de refroidissement.

BRUGEL considère que ces éléments précisent les hypothèses de dimensionnement, mais ne permettent pas d'apprécier suffisamment les effets locaux des évolutions envisagées. L'importance relative de l'électrification du chauffage à l'échelle régionale ne permet pas, à elle seule, d'écarter des contraintes liées au refroidissement dans certaines zones. L'articulation des hypothèses avec les perspectives du gaz et des réseaux thermiques, ainsi que les effets combinés du chauffage, du refroidissement et de la mobilité sur les pointes locales, reste insuffisamment explicités au regard des scénarios et des incertitudes. Ces limites sont examinées au chapitre 3.

2.1.7. Appréciation générale

BRUGEL estime que des incertitudes importantes subsistent quant à la capacité du plan à répondre, en temps utile, aux besoins des utilisateurs. Malgré les précisions apportées sur les hypothèses et les méthodes, elles ne démontrent pas suffisamment, pour les postes critiques, que les capacités nécessaires seront effectivement disponibles au moment où les besoins apparaîtront. Le rapprochement entre les prévisions de charge, les capacités réellement accessibles à SIBELGA et les calendriers de renforcement d'ELIA reste incomplet. Les conséquences d'un décalage entre l'apparition des contraintes et la mise à disposition des capacités, ainsi que l'efficacité des mesures transitoires envisagées, ne sont pas suffisamment objectivées. Les risques de congestion et leurs effets sur les délais et les conditions de raccordement, notamment des nouvelles charges importantes, constituent dès lors un point de réserve majeur.

Les réponses restent également insuffisantes pour retracer le lien entre les contraintes identifiées, les volumes d'investissement programmés et les coûts associés. Elles ne présentent pas d'analyse comparative suffisamment documentée permettant d'apprécier la place que pourraient prendre la flexibilité et les autres alternatives dans le traitement de ces contraintes.

Ces insuffisances fondent l'injonction adressée directement à SIBELGA au chapitre 6 du présent avis.

3. Conformité du PDD et justification des besoins futurs

L'examen de conformité porte sur les obligations applicables au PDD, la mise en œuvre du canevas de BRUGEL et la justification des besoins futurs. Il doit permettre de relier les scénarios énergétiques, l'évolution des usages, les méthodes de prévision et la planification proposée. BRUGEL distingue à cette fin les données observées, les hypothèses de SIBELGA et les résultats des simulations, ainsi que les éléments attendus pour le présent plan et les améliorations à intégrer aux éditions suivantes.

3.1. Respect des obligations légales et réglementaires

L'article 12, § 1er, de l'ordonnance électricité fixe les exigences de contenu du PDD, notamment concernant l'état du réseau, les besoins en capacité, les investissements et leur calendrier, la qualité d'approvisionnement, la maintenance, l'environnement, les aspects financiers et le développement des réseaux et compteurs intelligents. L'examen de BRUGEL porte sur la qualité et la complétude des informations fournies, ainsi que sur leur capacité à justifier les choix proposés. La présence de ces différentes rubriques dans le PDD ne suffit donc pas à établir que les exigences correspondantes sont satisfaites sur le fond.

Concernant l'estimation des besoins et l'adéquation des capacités, visées notamment à l'article 12, § 1er, 2°, 3° et 12°, BRUGEL constate que la traduction des hypothèses d'évolution des usages en besoins locaux sur la période 2027-2031 demeure insuffisamment explicitée. Pour plusieurs postes critiques, les éléments disponibles ne permettent pas de démontrer suffisamment la concordance entre les besoins projetés, les capacités effectivement accessibles à SIBELGA et les échéances de mise à disposition des renforcements. Les conséquences des décalages possibles sur les congestions et les raccordements, ainsi que l'efficacité des mesures transitoires, restent également à objectiver. Ces réserves fondent les études et compléments demandés au titre de l'injonction (cf. chapitre 6).

Concernant les alternatives aux renforcements, l'article 12, § 1er, 11°, exige des informations sur les services susceptibles de se substituer à l'expansion du réseau, dont la flexibilité, ainsi qu'une analyse de leur rapport coût-efficacité. Cette exigence s'articule avec les missions prévues à l'article 7, § 1er, 9°. BRUGEL constate que les éléments transmis ne présentent pas une analyse comparative permettant de justifier les arbitrages entre ces services et les investissements programmés. La distinction opérée entre contraintes structurelles et occasionnelles ne suffit pas à étayer ces arbitrages. L'étude relative aux alternatives aux renforcements demandée dans le cadre de l'injonction doit permettre de compléter cette analyse et, le cas échéant, de motiver une demande de dérogation dans les conditions prévues par l'article 2.29 du règlement technique.

Concernant la justification technique des investissements, le lien entre les contraintes identifiées, les besoins résiduels après prise en compte des autres mesures, les volumes programmés, les gains de capacité attendus et les coûts doit être davantage explicité. Cette justification est nécessaire pour apprécier le dimensionnement, la priorité et le calendrier des projets au regard des exigences de l'article 12, § 1er, 3°. Les compléments correspondants à la justification des investissements de renforcement sont précisés dans l'injonction (chapitre 6).

Concernant le déploiement des réseaux intelligents, l'article 12, § 1er, 8°, impose de présenter l'état des études, des projets et de leur mise en œuvre. La programmation doit permettre de suivre le déploiement des équipements de mesure, de communication et de télécommande, en rapprochant les objectifs annoncés, les jalons prévus, les réalisations et les fonctionnalités effectivement opérationnelles. BRUGEL relève que ce suivi doit être renforcé, notamment pour le monitoring des transformateurs, afin de préciser la couverture effective du réseau, les écarts par rapport à la programmation et les mesures de rattrapage envisagées. La contribution de ces déploiements à une meilleure connaissance des charges, à l'identification des contraintes locales et à l'adaptation des investissements reste également à objectiver. L'injonction précise les attentes relatives au suivi du déploiement des moyens de mesure, à l'exploitation des données recueillies et à l'évaluation des résultats obtenus. Cette démarche s'inscrit dans la mission de contrôle et d'évaluation du développement d'un réseau intelligent confiée à BRUGEL par l'article 30bis, § 2, 32°.

Concernant la sécurité et l'environnement, BRUGEL demande d'identifier les opérations nécessaires au respect des prescriptions applicables, notamment celles du RGIE, et d'en présenter les priorités, les échéances et l'avancement. Pour les appareillages de commutation, l'article 13, paragraphe 9, a), du règlement (UE) 2024/573 interdit, depuis le 1er janvier 2026, la mise en service des équipements de moyenne tension destinés à la distribution primaire et secondaire jusqu'à 24 kV inclus utilisant des gaz fluorés comme milieu isolant ou de coupure, sous réserve des exceptions et dérogations prévues par cet article. SIBELGA doit préciser les équipements et opérations concernés, les technologies retenues et les justificatifs des éventuelles dérogations appliquées.

Au regard de ces constats, BRUGEL considère que la conformité du PDD n'est pas suffisamment démontrée sur les points relatifs à l'estimation et à la couverture des besoins en capacité, à l'évaluation des alternatives et à la justification des investissements. Ces insuffisances fondent les études, justifications et mesures de suivi précisées dans l'injonction adressée directement à SIBELGA par le présent avis.

3.2. Scénarios régionaux, hypothèses de SIBELGA et articulation électricité-gaz-chaleur

La décarbonation des usages constitue un déterminant majeur de l'évolution du réseau de distribution. Le PDD prend en considération, dans l'estimation de l'évolution de la charge sur le réseau, le développement de la mobilité électrique, l'électrification du chauffage, la production photovoltaïque et les possibilités de recours à d'autres vecteurs énergétiques. BRUGEL accueille favorablement cette approche transversale. Elle rappelle toutefois que les objectifs régionaux, les hypothèses retenues par SIBELGA et les résultats des simulations doivent rester clairement identifiables : une trajectoire de politique énergétique ne constitue pas, à elle seule, une prévision de la charge effectivement appelée sur chaque partie du réseau.

Les scénarios doivent notamment expliciter les effets attendus de la rénovation des bâtiments, le rythme d'installation des pompes à chaleur et leur fonctionnement pendant les périodes visées par le projet de plan. BRUGEL demande que ces scénarios soient rapprochés des hypothèses régionales et accompagnés d'analyses de sensibilité permettant d'apprécier les conséquences d'un déploiement plus lent ou plus rapide.

Le PDD présente, d'une part, les enseignements d'une vision zonée du chauffage élaborée en 2025 et, d'autre part, les hypothèses du Digital Twin établies en 2024. Ces travaux n'ont pas nécessairement le même périmètre. Leurs ordres de grandeur doivent être rendus comparables en distinguant les puissances installées, les puissances synchrones et les usages couverts. BRUGEL attend que l'actualisation annoncée des prévisions permette d'identifier les hypothèses conservées ou modifiées, leur justification et les conséquences de ces modifications sur la planification des investissements.

L'articulation entre électricité, gaz et chaleur doit également être précisée territorialement. Le recul de la consommation de gaz, la rénovation du bâti et le développement éventuel de réseaux thermiques peuvent modifier le calendrier et la localisation des besoins électriques. La disponibilité du gaz renouvelable ou de solutions collectives doit cependant être traitée comme une hypothèse à étayer, avec ses incertitudes.

BRUGEL considère dès lors que le rapprochement des scénarios constitue un préalable à une appréciation robuste des besoins.

Dans le cadre de l'injonction, il est demandé à SIBELGA de présenter une trajectoire de référence et les principales variantes, en précisant, pour chacune, l'articulation territorialisée des trajectoires relatives à l'électricité, au gaz et à la chaleur ainsi que les effets attendus sur la charge effectivement appelée sur chaque partie du réseau. Elle devra également préciser les données observées permettant d'actualiser ces trajectoires et expliquer leurs incidences sur la localisation, les volumes et le calendrier des travaux.

3.3. Besoins des utilisateurs et évolution des usages par segment

BRUGEL maintient l'intérêt d'une approche fondée sur les besoins des utilisateurs et leur évolution par zone. Le suivi doit permettre de distinguer, dans la mesure des données disponibles, les consommations classiques, la recharge des véhicules électriques, les besoins de chaleur et de refroidissement, le stockage et l'injection de la production locale. Cette connaissance doit être construite de manière proportionnée, à partir des données de raccordement, des déclarations

d'équipements, des mesures exploitables et des études pertinentes, en tenant compte du cadre applicable à l'utilisation des données.

La segmentation doit relier chaque usage significatif pour la planification à sa puissance, son volume annuel, sa localisation, son profil horaire et saisonnier ainsi qu'à la maturité des demandes. Elle doit distinguer les projets confirmés, les études d'orientation et les projections statistiques. Un besoin global à l'échelle régionale ne suffit pas à établir les conséquences d'un usage sur les équipements qui l'alimentent.

Pour la mobilité électrique, SIBELGA relève le caractère incomplet des déclarations des bornes privées et semi-privées. BRUGEL attend que l'actualisation des comportements de recharge annoncée par SIBELGA permette de vérifier la représentativité des observations, les hypothèses de simultanéité et les effets de la recharge pilotée, en distinguant les véhicules particuliers des demandes spécifiques liées aux flottes et aux transports collectifs.

Les besoins thermiques appellent une distinction entre chauffage et refroidissement, entre bâtiments résidentiels et non résidentiels et entre technologies individuelles et collectives. Les effets des températures estivales sont déjà mentionnés dans l'évolution de certaines pointes. SIBELGA estime, dans ses réponses, que l'électrification de la chaleur représente un enjeu supérieur à celui du refroidissement. BRUGEL prend acte de cette appréciation, mais considère qu'elle doit être étayée par des hypothèses explicites, notamment pour les épisodes de canicule et les zones de bureaux, sans se limiter aux volumes annuels.

Les centres de données (data centers), les batteries et les autres demandes électro-intensives doivent être identifiés distinctement lorsqu'ils présentent un effet significatif sur les besoins. Les données présentées ne permettent pas encore une appréciation complète de ces segments : les centres de données sont notamment évoqués sous l'angle de la récupération de chaleur, tandis que le stockage est principalement décrit au moyen des installations déclarées.

Dans le même cadre, précisé au chapitre 6**, BRUGEL demande à SIBELGA de présenter une synthèse des usages significatifs pour la planification, déclinée par zone et reliée aux équipements du réseau concernés. Pour chaque segment, cette synthèse devra préciser les puissances, les profils horaires observés, les échéances et la maturité des demandes, en distinguant les projets confirmés, les études d'orientation et les projections statistiques. SIBELGA devra expliciter les sources et les hypothèses retenues, notamment en matière de simultanéité, de pilotage des usages et de sensibilité aux températures, ainsi que les incertitudes associées. Elle précisera les données manquantes, les moyens proportionnés envisagés pour les compléter et les modalités d'actualisation de ce suivi. Cette analyse devra permettre d'apprécier les effets cumulés des usages sur la charge attendue sur chaque partie du réseau et d'en tirer les conséquences sur les contraintes locales, les besoins d'investissement et le calendrier des travaux**.

3.4. Méthodes de prévision et traduction des résultats du Digital Twin pour la période 2027-2031

Le développement du Digital Twin renforce la capacité de SIBELGA à anticiper les effets des nouveaux usages sur ses actifs. La méthode décrite combine la topologie du réseau, les données de mesure et l'intégration des charges et productions futures. BRUGEL considère que cette évolution améliore la préparation des investissements, pour autant que les résultats puissent être rapprochés des données

d'entrée, des hypothèses et des décisions qui en découlent. L'outil ne dispense donc pas de présenter la justification des projets proposés.

Les simulations présentées portent sur les horizons 2040 et 2050 et intègrent principalement les panneaux photovoltaïques, les véhicules électriques et les pompes à chaleur. La traduction de ces horizons dans le PDD 2027-2031 doit être explicitée. BRUGEL attend une présentation de la trajectoire intermédiaire des besoins, des critères de déclenchement des travaux et de leur ordre de priorité. Les résultats à long terme ne démontrent pas, à eux seuls, le volume annuel à réaliser pendant les cinq années du plan. La méthode de passage à cette période doit être justifiée ; une interpolation des résultats ne peut être présumée représentative du rythme réel d'apparition des besoins.

SIBELGA précise que les résultats doivent être corrigés des effets des remplacements d'actifs vétustes et de la politique du 400 V avant de déterminer les investissements supplémentaires. Elle indique également avoir réévalué certaines quantités après les réalisations de 2025. BRUGEL demande que cette articulation soit rendue traçable par catégorie d'assets et par année, en distinguant le besoin initial, les effets des programmes déjà prévus et le besoin résiduel. Ce rapprochement est nécessaire pour éviter d'attribuer plusieurs fois le même bénéfice de capacité à des programmes différents.

Le contrôle de la méthode doit enfin porter sur la concordance des simulations avec les observations et sur la sensibilité aux principaux paramètres. L'industrialisation annoncée du Digital Twin doit permettre une actualisation régulière des scénarios et une évaluation des effets des investissements réalisés. BRUGEL attend que ces possibilités se traduisent par des résultats vérifiables et un historique des changements d'hypothèses.

Pour la période 2027-2031, le PDD retient les demandes ponctuelles connues sans appliquer de taux d'accroissement de la charge en dehors de celles-ci, sur la base des évolutions historiques observées et en concertation avec ELIA. Cette hypothèse ne signifie donc pas que toute nouvelle charge est exclue des prévisions. Elle appelle toutefois un rapprochement explicite avec les trajectoires agrégées des nouveaux usages, en prévenant le double comptage des besoins déjà intégrés.

Les « Perspectives du PDD » présentent une augmentation de la puissance synchrone cumulée liée aux véhicules électriques et aux pompes à chaleur, de l'ordre de 600 MW à l'horizon 2035. Ces grandeurs régionales ne déterminent pas directement les besoins de capacité de chaque poste : leur effet dépend de la localisation des usages, de leurs profils de consommation et de leur simultanéité avec les pointes existantes.

La cohérence entre le texte et les graphiques doit également être clarifiée. Le texte indique pour les pompes à chaleur une augmentation de puissance synchrone d'ici 2050 de 200 MW pour les bâtiments résidentiels, et de 530 MW dans les bâtiments non-résidentiels. Le graphique des « Perspectives du PDD » annonce une puissance synchrone additionnelle de 500 MW pour les pompes à chaleur résidentielles en 2050. Les périmètres, la simultanéité et le passage entre puissance électrique, puissance synchrone totale et puissance additionnelle doivent être explicités avant de conclure sur la nature de ces écarts.

BRUGEL considère dès lors nécessaire de mieux articuler les prévisions à court, moyen et long terme et de rendre vérifiable leur traduction en besoins locaux et en calendriers d'investissement.

Afin d'améliorer la fiabilité de l'identification des besoins futurs et leur prise en compte dans la planification du réseau, BRUGEL adresse une injonction à SIBELGA reprise au chapitre 6.

4. Congestion, capacités disponibles et coordination avec ELIA et Fluvius

La transition énergétique modifie progressivement les conditions d'exploitation et de développement du réseau électrique bruxellois. L'électrification croissante de la mobilité et du chauffage, l'essor de la production décentralisée, et le développement des usages électro-intensifs, dont les data centers, entraînent une augmentation des besoins en capacité et une évolution des flux électriques à différents niveaux du réseau. L'enjeu ne réside donc plus uniquement dans le maintien de la sécurité d'alimentation, mais également dans la capacité du réseau à accueillir ces nouveaux usages dans des délais compatibles avec les objectifs régionaux de décarbonation.

L'appréciation de ces enjeux ne peut toutefois être limitée au seul réseau exploité par SIBELGA. La capacité d'accueil du réseau bruxellois dépend également des capacités effectivement accessibles aux interfaces avec le réseau de transport d'ELIA, des infrastructures amont partagées avec les utilisateurs de Fluvius et de la coordination des investissements entre les gestionnaires. L'identification précoce des congestions, l'évaluation des marges disponibles et l'anticipation des besoins futurs de capacité constituent dès lors des éléments essentiels de la planification du réseau.

BRUGEL constate que SIBELGA a renforcé ses méthodes d'analyse et de planification notamment au moyen du Digital Twin, de l'amélioration de l'observabilité du réseau et d'une concertation plus structurée avec ELIA. Ces évolutions améliorent l'identification des contraintes à moyen et long terme. Elles constituent toutefois des moyens de planification et ne démontrent pas à elles seules que les capacités nécessaires seront disponibles au bon endroit et au bon moment.

L'analyse du PDD met en évidence trois limites principales :

- le lien entre les contraintes identifiées, les solutions examinées et les investissements retenus n'est pas toujours traçable ;
- les capacités effectivement accessibles à SIBELGA, en particulier en situation N-1 et dans les postes partagés ne sont pas établies de manière suffisamment complète ;
- enfin, plusieurs solutions demeurent dépendantes d'études, d'arbitrages ou de calendriers relevant d'ELIA ou de Fluvius.

Le présent chapitre examine successivement la traduction des analyses prospectives en besoins d'investissement, l'adéquation locale et temporelle des capacités, la coordination des renforcements avec ELIA et Fluvius, et enfin l'anticipation des grands raccordements.

4.1. Anticipation des contraintes de capacité et identification des besoins futurs

BRUGEL constate que SIBELGA a poursuivi la maturation de ses méthodes d'analyse des besoins futurs du réseau. Le Digital Twin, les données issues des compteurs intelligents et la prise en compte de l'évolution des véhicules électriques, des pompes à chaleur et de la production décentralisée permettent de compléter l'approche fondée sur les pointes historiques.

Cette évolution est pertinente dans un contexte où les usages électriques évoluent simultanément en volume, en localisation et en profil temporel. Pour être utile à l'avis de BRUGEL, elle doit toutefois permettre d'identifier, pour chaque zone contrainte, le besoin résiduel après prise en compte des

solutions d'exploitation et de flexibilité, puis de justifier la solution retenue, son calendrier et son coût.

Les simulations du Digital Twin permettent d'identifier plus précocement les actifs susceptibles d'être confrontés à des contraintes sous l'effet combiné de la mobilité électrique, de l'électrification du chauffage, de la production photovoltaïque et de l'évolution des comportements de consommation. Elles constituent ainsi un outil pertinent de détection des risques.

BRUGEL relève toutefois que les principaux résultats sont présentés aux horizons 2040 et 2050, alors que le PDD couvre la période 2027-2031. Le plan n'explicite pas suffisamment la trajectoire intermédiaire ni la manière dont les contraintes de long terme déterminent les investissements programmés pendant les cinq années du plan. Cette difficulté est accentuée par l'hypothèse selon laquelle, hors demandes ponctuelles déjà connues, aucun taux d'accroissement de la charge n'est appliqué aux points d'interconnexion sur la période 2027-2031. Cette hypothèse doit être justifiée poste par poste au regard de l'électrification attendue, tout en évitant le double comptage des demandes déjà intégrées.

Le plan identifie des zones de vigilance et des contraintes potentielles, mais le cheminement entre le risque détecté et l'investissement proposé n'est pas systématiquement documenté. Pour chaque zone significative, le plan devrait présenter la contrainte, son année d'apparition, les solutions techniquement envisageables, les critères d'arbitrage et la mesure finalement retenue.

Les simulations ont en outre été réalisées sans prise en compte complète des mesures susceptibles de réduire les contraintes, telles que la flexibilité ou le pilotage de la demande. Leurs résultats doivent donc être considérés comme des scénarios de risque brut et non comme une mesure directe du besoin. Le scénario central doit également être clarifié pour les pompes à chaleur, dont les puissances diffèrent entre certains passages et figures. SIBELGA doit préciser les puissances installées et synchrones, les profils de consommation, les conditions hivernales de dimensionnement et leur répartition territoriale. L'analyse doit enfin tenir compte du caractère potentiellement limité de la flexibilité du chauffage lors des pointes hivernales les plus contraignantes.

BRUGEL considère dès lors que la limite principale du plan ne réside pas dans l'absence d'analyse, mais dans l'insuffisante traçabilité entre les analyses, la hiérarchisation des projets, leur calendrier et les montants programmés. Cette lacune limite la capacité du régulateur à apprécier la nécessité, l'opportunité et le dimensionnement des investissements au regard des contraintes identifiées.

Les hypothèses de prévision et la traduction des nouveaux usages en besoins locaux font dès lors l'objet de l'injonction décrite au chapitre 6. Une trajectoire agrégée ne suffit pas. L'analyse doit rapprocher, pour chaque point d'interconnexion, les pointes locales, les capacités accessibles dans les configurations d'exploitation pertinentes et l'année d'apparition de la contrainte.

4.2. Capacités mobilisables, postes critiques et calendrier des renforcements

L'adéquation du réseau de distribution bruxellois dépend directement de la capacité effectivement mise à disposition aux points d'interconnexion avec ELIA. Dans un système électrique en voie d'électrification croissante, ces interfaces constituent un facteur déterminant de la capacité d'accueil au niveau du territoire régional.

BRUGEL relève que les mécanismes de concertation entre SIBELGA et ELIA se sont structurés. Les échanges couvrent les prévisions de charge, les demandes de raccordement importantes, les transferts

de charge et plusieurs études de développement. Cette évolution est positive, mais doit être appréciée au regard de résultats vérifiables : capacité accessible, solution arrêtée, gain net, calendrier confirmé et mesures transitoires.

Plusieurs points d'interconnexion stratégiques demeurent soumis à des études complémentaires, à des scénarios alternatifs ou à des arbitrages non stabilisés, notamment De Brouckère, Voltaire et Démosthène. Les données du PDD font en outre apparaître des contraintes concrètes : Voltaire 11 kV présente une réserve de –2,48 MVA soit un taux de charge de 109,9%, et Démosthène une réserve de –0,75 MVA, soit 104,7%. De Greef est annoncé à 98,6% avec 0,35 MVA de réserve, Dunant à 91,7% avec 2,07 MVA de réserve. Ces valeurs doivent être reliées aux configurations N-1, aux conséquences opérationnelles et aux solutions programmées. Ces éléments ne permettent pas de conclure que les capacités futures sont adéquates pour les postes concernés. Ils appellent une analyse individualisée de la capacité accessible, de la date d'apparition de la contrainte, du degré de confirmation de la solution et du risque encouru jusqu'à la mise en service de la solution.

Les échanges transmis à BRUGEL font également apparaître des divergences entre certains exercices de planification de SIBELGA et certains travaux conduits avec ELIA, notamment quant au périmètre de certains postes et aux hypothèses de charge future. Ces divergences doivent être expliquées et résolues lorsqu'elles sont susceptibles de modifier le diagnostic, la solution ou le calendrier.

La cohérence des références n'est pas une exigence purement documentaire. Elle conditionne la robustesse des décisions d'investissement et la possibilité, pour BRUGEL, de vérifier que la solution proposée répond au besoin identifié sans surdimensionnement ni retard.

Pour les postes partagés avec Fluvius, la capacité nominale ou garantie globale ne permet pas de déterminer la marge réellement accessible à SIBELGA. Il convient de communiquer, pour chaque poste concerné, la puissance accessible à SIBELGA en situation normale et en N-1, la règle de répartition convenue, les possibilités de secours et les contraintes en amont.

La question centrale est donc triple : quelle capacité est effectivement accessible à SIBELGA, à quel moment cette capacité devient-elle insuffisante, et à quelle date la solution retenue sera-t-elle opérationnelle ? Lorsque la solution intervient après la contrainte, le plan doit quantifier le risque résiduel et démontrer la suffisance des mesures transitoires.

Démosthène illustre directement cet enjeu : le poste est annoncé au-delà de sa puissance garantie, tandis que le renforcement à 25 MVA ne serait disponible qu'en 2031. Jusqu'à cette mise en service, SIBELGA doit préciser les situations non couvertes en N-1, les utilisateurs ou volumes susceptibles d'être affectés, les éventuels bridages et leur durée, les restrictions applicables aux nouveaux raccordements et les mesures transitoires mobilisables.

Afin de permettre une appréciation fiable de l'adéquation entre besoins, capacités et solutions, BRUGEL a adressé l'injonction à SIBELGA reprise dans la section 6.

4.3. Coordination des investissements et dépendances critiques

Le développement du réseau bruxellois dépend d'un nombre croissant de projets dont la réalisation relève directement ou indirectement du réseau de transport. Le risque de planification ne porte donc plus uniquement sur les investissements de SIBELGA, mais aussi sur l'alignement des décisions, des responsabilités et des calendriers entre gestionnaires.

L'électrification des usages accentue cette interdépendance : une partie de la capacité future disponible en Région de Bruxelles-Capitale dépend des investissements d'ELIA et, pour les

infrastructures partagées, des modalités convenues avec Fluvius.

Le PDD décrit une coopération régulière entre SIBELGA et ELIA, comprenant plusieurs exercices d'arbitrage communs et des portefeuilles de projets suivis conjointement. SIBELGA annonce trois itérations par an pour l'examen des impacts des projets et demandes de raccordement, tout en maintenant une détermination annuelle de la pointe de référence. Ces mécanismes constituent une base utile, mais ne suffisent pas à démontrer l'alignement effectif des hypothèses, des diagnostics et des calendriers. Démosthène constitue à cet égard un exemple significatif (voir le point précédent). Il illustre l'importance des dépendances qui existent désormais entre les décisions prises par les deux gestionnaires. Il montre également que l'identification du besoin doit s'accompagner d'une capacité collective à mettre en œuvre la solution retenue dans les délais nécessaires et d'un dispositif transitoire crédible couvrant la période intermédiaire.

Les projets liés à Point-Sud et à Américaine offrent une illustration comparable. Les transferts associés à l'abandon progressif des réseaux 5 kV nécessitent une coordination étroite entre les investissements programmés par SIBELGA et ceux relevant du réseau amont. Les documents transmis montrent que plusieurs composantes de ces projets demeurent associées à des validations ou à des analyses complémentaires entre les deux gestionnaires.

Les puissances garanties finales après conversion doivent également être établies pour les postes suivants : Américaine, Naples, Volta, Wiertz et Point-Sud. Les documents examinés indiquent notamment que les valeurs annoncées pour Américaine et Naples, prises ensemble, paraissent inférieures au total actuellement présenté et que des valeurs différentes apparaissent pour Volta. Pour chaque poste, SIBELGA doit présenter les capacités N-1 avant et après conversion, les équipements retirés et ajoutés ainsi que le gain ou la perte nette.

Ces situations ne suffisent pas, à elles seules, à remettre en cause les orientations générales du plan. Elles empêchent toutefois de considérer l'adéquation locale et temporelle des capacités pour les postes concernés, plusieurs capacités futures restant conditionnées à des décisions, à des études ou à des calendriers susceptibles d'évoluer.

Le plan mentionne des transferts de charge, des adaptations des schémas d'exploitation, des restructurations de réseau ou certaines formes de flexibilité. Pour constituer de véritables mesures transitoires, ces solutions doivent être décrites en termes de capacité mobilisable, délai de mise en œuvre, durée d'utilisation, conditions opérationnelles et risque résiduel.

BRUGEL estime dès lors que le principal risque réside dans un décalage entre l'apparition des besoins et la mise à disposition des capacités. La coordination doit permettre d'identifier ce décalage suffisamment tôt, d'attribuer les responsabilités et d'adapter la programmation en cas de retard.

La coordination doit également couvrir les points d'interconnexion et infrastructures amont partagés avec Fluvius. L'évolution des charges de part et d'autre peut modifier les marges disponibles, mais ne permet pas de déduire automatiquement une diminution des capacités accessibles à SIBELGA. Les règles de répartition, les capacités N-1 et les arbitrages applicables doivent être explicités. L'injonction reprise au chapitre 6 vise à clarifier ces points.

4.4. Raccordement des pôles économiques et reconversion du site Audi Forest

Le PDD identifie plusieurs projets urbains et économiques dont les impacts sur le réseau ont été évalués

selon les informations disponibles. La reconversion de l'ancien site Audi Forest est traitée séparément en raison de l'incertitude sur les activités et les futurs occupants. Cette incertitude justifie des scénarios évolutifs, mais ne dispense pas d'identifier à temps les besoins potentiels, les options de raccordement et les décisions nécessaires. Les pièces complémentaires recensent pour 2027 deux dossiers au stade de l'étude d'orientation : 5 MVA au départ de Drogenbos et 1,2 MVA au départ de Forest. Une étude d'orientation ne constitue pas une réservation effective de puissance et les deux références ne démontrent pas que les besoins sont cumulables. Leur objet, leur maturité et leur articulation doivent être précisés.

Le planning des échanges avec ELIA mentionne également un projet à proximité d'Erasme au statut de renforcement futur potentiel, sans date confirmée par ELIA. Les pièces examinées ne permettent pas de retenir un délai de réalisation ferme ni d'établir les capacités qui seraient disponibles pour le site Audi. Les limitations des solutions existantes, les délais d'un nouveau poste et, le cas échéant, l'existence, les caractéristiques et la disponibilité d'infrastructures 36 kV utilisables sur le site doivent être documentés avant de comparer les options. L'anticipation doit porter sur les différentes phases de développement et sur les décisions à engager pour éviter que les délais du réseau ne retardent l'accueil des activités.

Le présent point est également repris dans le cadre de l'injonction reprise au chapitre 6.

4.5. Appréciation de BRUGEL et suites attendues

Au terme de son analyse, BRUGEL constate que SIBELGA a renforcé ses outils d'anticipation et structuré davantage sa coordination avec ELIA. Ces évolutions sont positives, mais elles ne suffisent pas à démontrer que les capacités nécessaires seront disponibles au bon endroit au bon moment.

Sur la base des documents transmis, BRUGEL ne peut pas conclure que l'adéquation locale et temporelle des capacités est démontrée pour la période du plan. Cette réserve résulte notamment de l'absence d'une trajectoire suffisamment documentée entre 2027 et les horizons 2040-2050, de situations de dépassement ou de faibles marges de capacité mises en évidence dans les données présentées, de capacités N-1 incomplètement établies pour les postes partagés et de solutions dont l'échéance peut être postérieure à l'apparition de la contrainte.

Les compléments demandés ne constituent pas de simples améliorations de rapportage. Ils sont nécessaires pour vérifier que les investissements répondent aux besoins identifiés, pour prioriser les décisions avec ELIA et Fluvius, et pour encadrer les risques jusqu'à la mise en service des solutions pérennes.

BRUGEL demande dès lors que SIBELGA documente les capacités effectivement accessibles, précise les décisions et les échéances convenues avec les gestionnaires concernés et explicite les mesures transitoires permettant de maîtriser les contraintes identifiées. Ce suivi doit s'appuyer sur des prévisions de charge localisées et s'articuler avec l'examen des alternatives et des investissements présenté au chapitre 5. Sans remettre en cause l'orientation générale du plan, ces éléments doivent permettre à BRUGEL d'apprécier les adaptations nécessaires au cours de la période couverte et leur traduction dans les exercices de planification suivants. L'injonction reprise au chapitre 6 vise à répondre à cet impératif.

5. Opportunité des projets et cohérence des investissements

L'examen d'opportunité apprécie la réponse apportée par les projets aux besoins identifiés et la cohérence de leur programmation. Il couvre la qualité de fourniture, la sécurité et la résilience, la gestion des assets, l'accueil des nouveaux usages et des productions, ainsi que la comparaison des solutions et leur financement. Pour chaque programme, BRUGEL s'attache au lien entre le besoin, les quantités prévues, le calendrier, les coûts et les résultats attendus. L'analyse des contraintes de capacité et de la coordination avec ELIA est regroupée au chapitre 4.

5.1. Qualité de fourniture, sécurité, résilience et indicateurs de performance

La qualité et la régularité de l'alimentation font l'objet d'un contrôle annuel spécifique de BRUGEL sur la base du rapport qualité transmis par SIBELGA. Le présent avis n'en reproduit pas l'analyse détaillée. Il examine en revanche si les investissements de remplacement, de sécurisation, de maintenance et d'amélioration de l'observabilité répondent aux constats de cet exercice. Le lien entre les incidents observés, les actifs concernés, les mesures retenues et les résultats attendus doit être explicite pour apprécier l'opportunité des programmes.

Les résultats de 2025 appellent une appréciation nuancée. L'indisponibilité et la fréquence des interruptions HT relevant du périmètre incitatif augmentent par rapport à 2024, tout en demeurant sous les références présentées dans le PDD. En BT, l'indisponibilité relevant de ce périmètre diminue à 8 minutes et 4 secondes, pour une référence de 8 minutes affichée dans le plan. Par ailleurs, 92,1 % des interruptions BT sont rétablies dans les six heures en 2025, contre l'objectif interne de 93,5 %. BRUGEL demande que les actions prévues soient rapprochées de ces résultats ; leurs conséquences tarifaires relèvent de l'examen annuel dédié.

La continuité de l'alimentation doit être distinguée de la qualité de la tension. Les plaintes, les mesures ponctuelles, les campagnes de relevé des charges et les télémesures d'exploitation renseignent sur des aspects complémentaires. Elles ne constituent pas, par leur seule existence, une démonstration générale du respect de la norme EN 50160. Le rapport qualité précise notamment que les variations de tension enregistrées dans les cabines smart ne peuvent pas être utilisées pour évaluer cette conformité. BRUGEL attend une présentation de la couverture, des caractéristiques et des limites des moyens de mesure effectivement disponibles.

Le programme de surveillance de la tension requiert un suivi spécifique. Le rapport qualité indique que le placement des 40 appareils prévus pour le monitoring BT n'a pas été finalisé en 2025, en raison d'anomalies de communication et de l'arrêt du suivi par le fournisseur ; les équipements de 15 cabines déjà équipées doivent également être remplacés. Le PDD prévoit par ailleurs le remplacement, en 2026-2027, de 46 appareils de qualité de fourniture dans les points d'interconnexion. BRUGEL demande un calendrier consolidé ainsi que la vérification des résultats après mise en service.

En matière de sécurité, SIBELGA combine le remplacement des équipements présentant les risques les plus importants avec des mesures de prévention et de formation. Le classement présenté à fin 2025 recense notamment 11 cabines à risque très élevé et 598 à risque élevé. BRUGEL attend que leur traitement soit explicité par des priorités, des échéances et des mesures de maîtrise du risque dans l'intervalle. L'existence d'une politique générale de remplacement ne suffit pas à démontrer que chaque situation prioritaire est traitée dans un délai adapté.

La résilience suppose enfin de rapprocher les risques climatiques, la sécurisation physique et la disponibilité des télécommunications des programmes d'investissement. Les dispositions relatives aux infiltrations, aux fosses inondables, aux alimentations auxiliaires et à la redondance des communications fournissent des éléments utiles. BRUGEL demande que les dépendances critiques et les conditions de fonctionnement dégradé soient documentées, avec des indicateurs de réalisation et d'efficacité. Le suivi du SmartGrid, traité à la section 5.5, doit permettre de distinguer les équipements installés des fonctionnalités effectivement opérationnelles.

5.2. Politique d'Asset Management et équilibre des efforts entre les réseaux HT et BT

La politique d'Asset Management présentée par SIBELGA associe le suivi de l'état des assets, l'analyse des événements, l'évaluation des mesures possibles et leur priorisation. Le PDD 2027-2031 combine ainsi renouvellement des assets, adaptation aux nouveaux usages et évolution des tensions d'exploitation.

BRUGEL considère que cette approche doit permettre de mieux cibler les interventions. Son appréciation suppose toutefois que les critères de décision et les arbitrages entre sécurité, qualité, durée de vie, coûts et besoins de capacité puissent être retracés, et ce distinctement pour le réseau HT (postes, câbles 11 kV, transformateurs HT/BT) et pour le réseau BT, dont l'état de charge, les contraintes et les leviers d'accroissement de capacité diffèrent sensiblement. Cette traçabilité suppose en particulier que les investissements soient présentés selon l'objectif poursuivi – extension, remplacement pour vétusté, renforcement de la capacité d'accueil – et non selon leur seul fait générateur, la catégorie « risk/opportunity » regroupant aujourd'hui l'essentiel des investissements de réseau sans en révéler la finalité.

Les analyses du PDD mettent en évidence que la politique d'Asset Management produit sur la capacité d'accueil des réseaux des effets que le plan ne quantifie pas. Le choix des sections standard posées implique que le remplacement pour vétusté accroît mécaniquement la capacité des câbles ; il en va de même du remplacement des transformateurs HT/BT par des unités de puissance supérieure et des conversions de tension. Le PDD ne permet toutefois pas de mesurer le rythme auquel la capacité d'accueil des réseaux HT et BT augmente de ce fait, ni de le rapporter aux besoins projetés par l'étude Digital Twin. BRUGEL estime dès lors que le plan devrait être assorti d'indicateurs de capacité par niveau de tension – notamment la capacité nominale cumulée des transformateurs HT/BT installés, les longueurs de câbles HT et BT posées par section et le nombre de points d'accès par tension d'exploitation, la capacité cumulée des transformateurs constituant l'indicateur le plus pertinent du rythme de montée en puissance du réseau BT.

BRUGEL relève en outre que les projections d'évolution des usages retenues dans le PDD (mobilité électrique, pompes à chaleur) ne sont pas réparties entre les réseaux HT et BT, alors que cette répartition détermine la nature des renforcements à réaliser.

Enfin, BRUGEL constate un déséquilibre marqué entre les efforts de renforcement programmés sur les deux réseaux. Les renforcements en câbles HT stagnent, à quelque 11 km par an, soit moins d'un quart des poses annuelles de câbles HT, tandis que les renforcements en câbles BT atteignent de l'ordre de 80 km par an sur 2029-2031, soit plus de la moitié des poses annuelles de câbles BT. Cette priorité accordée au réseau BT contraste avec son état de charge : le taux de charge moyen des câbles BT est

de 18 %, moins de 5 % d'entre eux étant chargés à plus de 50 %, alors que le réseau HT présente des taux de charge plus élevés au critère N-1 et que plusieurs postes présentent des réserves faibles.

BRUGEL demande à SIBELGA de justifier cette priorisation. Si l'accroissement des poses de câbles BT vise en réalité à préparer la conversion au 400 V par le remplacement de câbles triphasés, cet objectif doit être énoncé explicitement et sa contribution doit apparaître dans la trajectoire de conversion visée au point 5.4.

5.2.1. Réseau HT : harmonisation du niveau de tension à 11 kV

SIBELGA poursuit l'harmonisation des réseaux de 5 kV et 6,6 kV vers le 11 kV, en lien avec la vétusté des câbles, la structure des réseaux et le renouvellement de certains équipements d'ELIA. L'achèvement des transferts est annoncé à l'horizon 2030. Cette orientation vise à faciliter l'exploitation et les interconnexions et à améliorer les performances du réseau. BRUGEL prend acte du maintien de cette stratégie et attend un suivi des réalisations par programme, des coûts et des résultats obtenus.

BRUGEL constate toutefois que le PDD ne précise pas ce que devient la puissance garantie N-1 de chaque poste une fois la tension inférieure désaffectée, alors qu'il s'agit du résultat déterminant de l'opération pour la capacité d'alimentation de la Région.

BRUGEL estime que l'harmonisation des tensions ne peut conduire, pour aucun poste, à une puissance garantie N-1 inférieure à la somme des puissances garanties actuellement disponibles sur les deux niveaux de tension. Compte tenu de l'électrification des usages mise en évidence par l'étude Digital Twin, elle devrait au contraire constituer l'occasion de relever cette puissance. Le PDD devrait dès lors présenter, pour chaque poste concerné (Schaerbeek, Voltaire et Josaphat d'une part ; Point-Ouest, Point-Sud, Pacheco, Wiertz, Naples, Américaine et Volta d'autre part), la puissance garantie N-1 avant et après conversion, telle que convenue avec ELIA, ainsi que son évolution prévue jusqu'en 2050 lorsque des renforcements ultérieurs sont envisagés. BRUGEL insiste pour que ces informations, déterminantes pour l'appréciation du plan, figurent dans le corps du PDD et non dans ses seules annexes.

5.2.2. Réseau BT : harmonisation du niveau de tension à 400 V et les besoins futurs de renforcement

BRUGEL relève que les résultats de l'étude Digital Twin font apparaître une augmentation significative des contraintes susceptibles d'affecter le réseau BT aux horizons 2040 et 2050. Selon les résultats présentés par SIBELGA, des surcharges ou des problèmes de tension pourraient affecter respectivement 29 % des câbles BT en 2040 et 40 % en 2050. Le régulateur constate toutefois que les informations présentées ne permettent pas de distinguer suffisamment la nature des contraintes identifiées. Il importe dès lors de mieux caractériser ces contraintes afin de déterminer les réponses les plus efficientes à y apporter.

À cet égard, BRUGEL estime nécessaire que SIBELGA précise la part des congestions identifiées qui concerne le réseau 230 V et distingue, parmi celles-ci, les contraintes résultant de problèmes de tension de celles résultant de contraintes de capacité ou de surintensité.

Cette distinction est essentielle dans la mesure où certaines contraintes affectant le réseau 230 V pourraient être résolues par une conversion vers le 400 V, plutôt que par un renforcement ou un

remplacement des câbles. Le passage au 400 V permet en effet d'augmenter la capacité disponible et constitue, dans certaines configurations, une réponse structurelle à l'évolution des besoins du réseau.

Il convient dès lors d'identifier dans quelle mesure les câbles BT 230 V existants sont techniquement convertibles vers le 400 V sans devoir être remplacés, notamment au regard de leur configuration. Cette analyse permettrait de distinguer les situations dans lesquelles une conversion peut être envisagée de celles nécessitant effectivement un renouvellement ou un renforcement des câbles.

BRUGEL considère à cet égard que la transition du réseau 230 V vers le 400 V doit être intégrée à la planification du développement du réseau et ne peut reposer uniquement sur les opportunités offertes par le renouvellement des actifs ou la réalisation d'autres travaux. Une telle approche risquerait de maintenir certaines zones durablement en 230 V alors même que l'évolution de la consommation et l'électrification des usages y augmenteraient les besoins de capacité.

Le plan de développement devrait dès lors comporter une trajectoire territorialisée de transition vers le 400 V, permettant d'identifier les zones exploitées en 230 V, les zones présentant des contraintes de tension ou de capacité, ainsi que celles pour lesquelles une conversion devrait être envisagée prioritairement. La priorisation devrait notamment tenir compte de l'âge et de l'état des actifs, des contraintes observées ou projetées et de l'évolution prévisible des besoins électriques.

Cette approche doit également permettre d'objectiver l'arbitrage entre la conversion vers le 400 V et le renforcement du réseau maintenu en 230 V. Dans certaines situations, il pourrait être plus efficient de supporter les coûts nécessaires à la conversion des raccordements concernés plutôt que de renouveler ou de renforcer un câble qui continuerait ensuite à être exploité en 230 V.

Cet arbitrage devrait être fondé sur une analyse technico-économique prenant notamment en considération les coûts de conversion du réseau et des raccordements, les investissements de renforcement susceptibles d'être évités ou différés, la capacité supplémentaire dégagée ainsi que les éventuels coûts induits pour les utilisateurs du réseau.

Une attention particulière doit également être accordée à la politique historique de raccordement en 230 V triphasé. À cet égard, BRUGEL estime nécessaire de disposer d'une meilleure visibilité sur l'âge des câbles et des branchements concernés ainsi que sur l'évolution des prescriptions appliquées par SIBELGA afin d'apprécier les conséquences de ces choix sur les besoins futurs de conversion et sur les coûts correspondants.

5.3. Productions décentralisées, stockage et besoins de raccordement

Le développement de la production décentralisée et du stockage modifie les profils de prélèvement et d'injection. SIBELGA intègre une trajectoire photovoltaïque dans ses simulations et décrit l'évolution du partage d'énergie. BRUGEL considère que ces éléments doivent être complétés par une lecture territorialisée, permettant de relier les installations existantes et les projets de raccordement aux équipements concernés et aux solutions nécessaires pour les accueillir.

Dans ses réponses à BRUGEL, SIBELGA confirme la possibilité de réaliser des analyses locales avec NEPLAN, mais considère qu'un cadre commun doit être défini pour le rapportage des surtensions, limitations d'injection et déclenchements d'onduleurs. BRUGEL maintient sa demande d'un retour d'expérience structuré. Ces informations sont nécessaires pour apprécier les effets réellement

observés du développement des productions et vérifier que les projets proposés répondent aux difficultés rencontrées par les utilisateurs.

Le suivi devra distinguer les phénomènes signalés, ceux confirmés par une analyse technique et les mesures effectivement mises en œuvre. Il devra préciser la zone, les assets concernés, la nature du problème, ses conséquences pour les utilisateurs et les délais de traitement. Pour les raccordements, la présentation devra permettre d'identifier les demandes, les études en cours, les conditions techniques proposées et les éventuelles restrictions, en tenant compte de la situation des projets groupés.

Pour le stockage, le nombre d'installations déclarées ne suffit pas à apprécier les effets sur le réseau. BRUGEL attend une distinction entre batteries associées à une production, installations autonomes et équipements destinés à fournir des services au marché. Leur puissance de charge et de décharge, leur capacité énergétique, leur localisation et leur utilisation doivent être prises en considération. Le stockage ne peut être présumé réduire les besoins du réseau sans vérifier la disponibilité de sa contribution aux périodes pertinentes et les effets de sa recharge.

De même, les bénéfices physiques du partage d'énergie doivent être appréciés au regard de la proximité électrique et de la simultanéité entre production et consommation. Le seul volume partagé ne démontre pas une réduction des besoins d'investissement.

5.4. Efficacité énergétique, flexibilité et comparaison des alternatives

SIBELGA présente plusieurs mesures contribuant à l'efficacité énergétique du réseau : évolution des tensions, choix des sections de câbles, renouvellement des transformateurs et développement de la télérelève et de la télécommande. BRUGEL prend acte de leur intégration aux programmes existants. Leur contribution doit toutefois être évaluée en distinguant la réduction des pertes électriques, les économies de fonctionnement et les investissements évités ou différés. La présence d'un équipement intelligent ou d'un asset plus performant ne démontre pas, à elle seule, le bénéfice effectivement obtenu.

Le PDD indique que SIBELGA privilégie une politique opportuniste de réduction des pertes et ne prévoit pas de programme poursuivant exclusivement cet objectif. BRUGEL considère que cette approche doit rester étayée par une analyse des possibilités d'amélioration. Le suivi des pertes doit préciser la méthode de calcul, la période et le périmètre, et distinguer l'évolution observée des effets attribuables aux investissements. Les gains attendus doivent être rapprochés des charges réellement supportées par les équipements et des coûts sur leur durée de vie.

Au regard des exigences exposées à la section 3.1, l'examen des alternatives doit dépasser leur présentation générale. SIBELGA décrit les mécanismes de flexibilité implicite, explicite et contrainte et annonce une demande de dérogation relative à l'acquisition de flexibilité locale, sans en intégrer l'incidence au présent plan. BRUGEL prend acte de cette démarche, mais rappelle qu'une demande annoncée ne vaut pas décision de dérogation. Elle ne suffit pas davantage à démontrer l'absence d'intérêt des autres solutions susceptibles d'améliorer l'efficacité de la gestion du réseau.

En effet, BRUGEL est consciente que la mobilisation effective de la flexibilité sur le réseau basse tension demeure complexe, notamment en raison du nombre et de la dispersion des utilisateurs concernés

ainsi que de la difficulté à disposer de volumes de flexibilité suffisamment prévisibles et mobilisables pour répondre à des congestions locales.

Dans ce contexte, BRUGEL comprend qu'à ce stade, SIBELGA puisse adopter une approche prudente quant à la contribution de la flexibilité BT dans la détermination des besoins de renforcement du réseau. Il importe néanmoins que les hypothèses retenues à cet égard soient explicitées et que le potentiel futur de la flexibilité ne soit pas écarté de la planification.

En revanche, BRUGEL considère qu'une approche similaire ne se justifie pas nécessairement pour le réseau moyenne tension. Dans un contexte caractérisé par des tensions croissantes sur les capacités disponibles du réseau, il apparaît nécessaire d'examiner systématiquement la contribution que la flexibilité peut apporter à la gestion des congestions et à l'optimisation de l'utilisation des infrastructures existantes avant de privilégier exclusivement des solutions de renforcement.

Cette question revêt une importance particulière dès lors qu'en l'absence de flexibilité effectivement mobilisable par le gestionnaire de réseau pour gérer les congestions locales, les besoins de renforcement sont susceptibles d'être sensiblement plus importants.

Une stratégie reposant essentiellement sur le renforcement physique du réseau présente dès lors un double enjeu : d'une part, elle peut conduire à une augmentation substantielle des besoins d'investissement et, d'autre part, sa mise en œuvre peut se heurter à des contraintes matérielles importantes, notamment lorsque la multiplication des travaux, les contraintes d'espace et la coordination des chantiers limitent la capacité à réaliser les renforcements au rythme requis par l'évolution de la demande.

BRUGEL considère dès lors que la flexibilité doit être examinée, en particulier au niveau MT, comme un levier complémentaire au renforcement conventionnel du réseau, permettant, lorsque cela est techniquement et économiquement pertinent, d'éviter, de différer ou de réduire certains investissements.

Tenant compte des éléments développés ci-avant, BRUGEL aborde ce point dans son injonction.

5.5. Compteurs intelligents et SmartGrid – engagements, fonctionnalités et résultats

Le PDD décrit une évolution progressive vers un réseau intelligent, associant compteurs, capteurs, télécommunications, supervision, gestion des données et moyens d'action sur le réseau. BRUGEL considère cette orientation pertinente pour améliorer la qualité de fourniture, intégrer les nouveaux usages et utiliser les capacités existantes. Son appréciation doit toutefois porter sur les fonctionnalités effectivement disponibles, leur calendrier et leurs résultats, en complément du nombre d'équipements installés. La feuille de route SmartGrid approuvée par la décision 297 constitue une référence pour ce suivi.

Les points d'attention développés ci-après portent, d'une part, sur le fonctionnement effectif des compteurs intelligents, suivi dans le cadre du rapportage existant et, d'autre part, sur l'apport des équipements SmartGrid à la connaissance des charges, à la détection des contraintes et à la planification des investissements :

- **En ce qui concerne les compteurs intelligents :**

Les volumes de placement examinés au point 5.6 renseignent l'avancement du déploiement physique.

L'évaluation des services effectivement rendus doit également tenir compte de la communicabilité des compteurs et de l'utilisation des données. BRUGEL rappelle, à cet égard, l'importance de distinguer les compteurs installés, ceux dont la communication est autorisée selon le cadre applicable, ceux effectivement télérelevés et ceux dont les données sont validées puis mises à disposition dans les délais.

Ces points d'attention s'inscrivent dans le suivi déjà organisé sur la base des données communiquées mensuellement par SIBELGA et du rapportage de BRUGEL. Ils doivent permettre d'apprécier les services rendus aux utilisateurs, au marché et à l'exploitation du réseau, ainsi que d'expliquer les écarts entre le déploiement physique et le fonctionnement effectif des compteurs.

La décision 378 précise déjà les indicateurs relatifs aux interfaces de communication, à la télérelève, au registre d'accès, aux applications destinées aux utilisateurs et aux délais de placement.

Pour assurer la complétude du PDD sans reproduire ce rapportage détaillé, BRUGEL demande à SIBELGA d'y joindre une annexe synthétique présentant, à partir des informations déjà rapportées, un état des lieux du déploiement et de l'utilisation effective des infrastructures de communication des données des compteurs intelligents, ainsi que de l'activation de leurs fonctionnalités.

Cette annexe doit comporter un tableau de synthèse de la situation du parc, de la disponibilité des communications et des fonctionnalités effectivement opérationnelles, en renvoyant aux rapports existants pour le détail. Elle doit mettre en évidence les principaux écarts, leurs causes, les actions correctrices et leurs échéances. Elle doit également préciser les difficultés susceptibles d'affecter la montée en charge du parc ou la réalisation des objectifs du PDD, y compris celles liées à la capacité des systèmes informatiques et à l'information ou à l'accompagnement des utilisateurs, notamment lorsque l'accès aux services numériques présente des difficultés.

- **En ce qui concerne le SmartGrid :**

Le PDD annonce environ 1 765 cabines télécommandées et 150 cabines avec mesure des départs BT à fin 2031. Il vise également le monitoring de la sortie BT des transformateurs des cabines réseau à fin 2029.

Le déploiement des équipements de monitoring présente toutefois un retard important par rapport au programme prévu pour 2025. Seuls 32 équipements ont été posés pour le monitoring des transformateurs HT/BT sur les 344 prévus (soit moins de 10 %), et aucun équipement n'a été installé dans le cadre des cabines Smart BT sur les 10 prévus. SIBELGA attribue ces écarts à des retards de livraison. Ces chiffres concernent les réalisations annuelles et ne décrivent pas le parc total instrumenté.

BRUGEL demande à SIBELGA de préciser les modalités de rattrapage, les jalons annuels et les moyens permettant de respecter les objectifs annoncés, notamment celui de fin 2029.

Ce retard doit également être apprécié au regard de ses conséquences sur la détection des risques de saturation locale. Le PDD indique que les mesures sur place couvrent l'ensemble des cabines sur un cycle de cinq ans, tandis que les cabines équipées de télémesures permettent un suivi à distance des charges. Les campagnes de mesures apportent des informations utiles, notamment sur les pointes quart horaires, mais leur couverture temporelle doit être précisée pour apprécier leur capacité à détecter l'apparition ou l'évolution de contraintes entre deux campagnes, dans un contexte de

développement des nouveaux usages.

BRUGEL demande dès lors à SIBELGA de distinguer, dans les taux de charge publiés, les résultats issus des campagnes de mesures sur place de ceux provenant de la télérelève. Pour chaque méthode, SIBELGA doit préciser les périodes et durées d'observation. Cette distinction doit permettre d'apprécier la comparabilité et la représentativité des résultats, ainsi que leur aptitude à identifier les contraintes locales. SIBELGA doit expliciter les conséquences de ces observations sur le diagnostic des congestions, la priorisation des interventions et l'évaluation des alternatives aux renforcements.

Le rapportage doit aussi être mis en correspondance avec la décision 379, dont les indicateurs SmartGrid s'appliquent à partir de 2026.

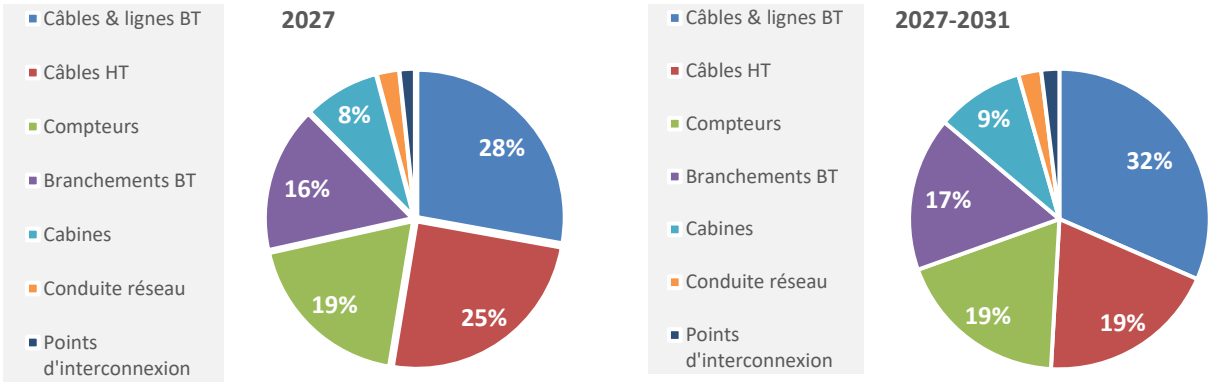
- **Fonctionnalités et bénéfices attendus :**

Pour les principaux projets, BRUGEL demande un rapportage reliant l'engagement initial, le livrable attendu, l'échéance, le résultat atteint et le budget concerné. Ce rapportage devra préciser les dépendances entre la qualité du lien client-réseau, les mesures disponibles, les estimateurs d'état, les prévisions de charge et les moyens de commande. Les gains annoncés devront être assortis d'éléments observables : meilleure localisation des défauts, réduction des délais de rétablissement, amélioration de la connaissance des charges ou investissements évités ou différés. Les projets encore à l'étude ou en expérimentation devront être identifiés comme tels, avec les critères permettant leur passage à une utilisation opérationnelle.

5.6. Analyse financière et articulation avec les coûts additionnels

L'analyse financière rapproche les besoins identifiés, les quantités programmées, les coûts et les engagements déjà examinés par BRUGEL. Elle contribue à l'appréciation de la cohérence du PDD et de la faisabilité de sa mise en œuvre. Elle ne constitue pas une décision sur l'admissibilité des budgets tarifaires autorisés. Cette articulation répond notamment au point 23.1.2 de la méthodologie tarifaire 2025–2029, qui exige la cohérence des données du PDD avec celles transmises dans le cadre tarifaire et la déclinaison des feuilles de route relatives aux compteurs intelligents et au SmartGrid.

Principaux postes d'investissement. Sur la période 2027-2031, les coûts totaux publiés sont concentrés sur les câbles et lignes BT (210,680 M€), les câbles HT (129,291 M€), les compteurs BT digitaux (122,128 M€) et les branchements BT (111,010 M€). Ces postes justifient un suivi particulier, compte tenu de leur poids financier et de leurs interactions : renouvellement, renforcement, conversion au 400 V et déploiement du comptage intelligent. Les transformateurs doivent également être suivis, en raison de leur contribution à la capacité d'alimentation et de leur intégration dans les programmes de rénovation des cabines.



Figures 1–2 — Répartition des coûts totaux par poste, en 2027 et sur 2027-2031. La catégorie « Compteurs » regroupe les compteurs HT et BT.

Câbles et lignes BT. Les poses réalisées en 2025 atteignent 101,648 km pour 91,450 km prévus. Le programme porte sur 123,928 km par an en 2027 et 2028, puis 158,361 km par an de 2029 à 2031. L'enveloppe liée à la saturation représente 21,500 km en 2027, 43,778 km en 2028 et 80 km par an à partir de 2029. La réévaluation du réseau de référence à la suite des réalisations et opportunités de chantier explique une partie des écarts avec le plan précédent. Le niveau à atteindre à partir de 2029 nécessite néanmoins une démonstration de faisabilité portant sur les ressources, les approvisionnements, la préparation des chantiers et leur coordination.

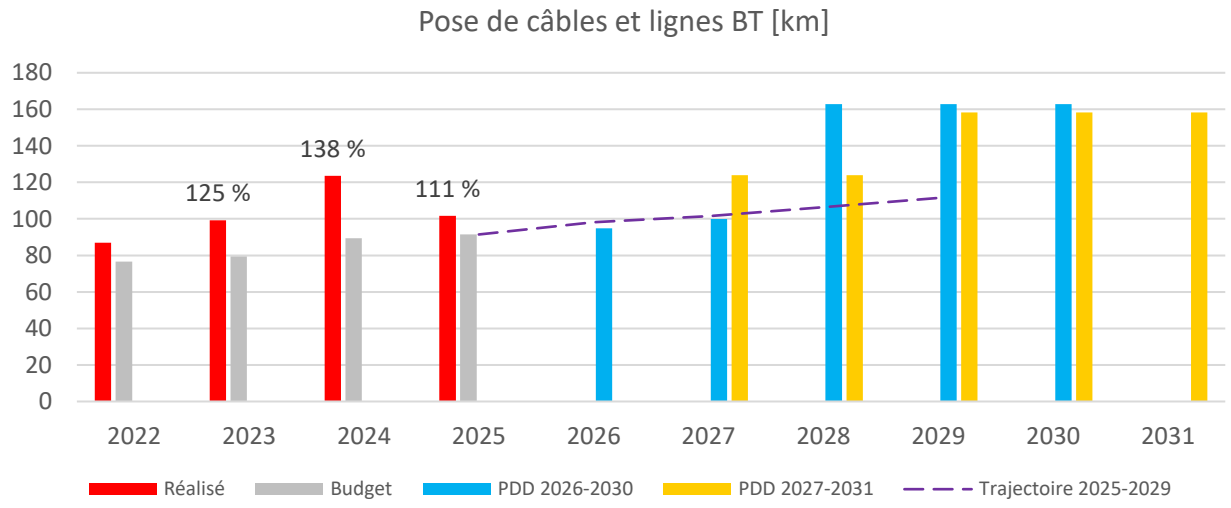


Figure 3 — Poses de câbles et lignes BT (km). Les pourcentages indiquent le rapport réalisé/budget. Pour 2022 : 113 %.

Câbles HT. En 2025, SIBELGA a posé 55,975 km de câbles HT, contre 46 km prévus. Les prévisions atteignent 72,837 km en 2027 et en 2028, puis 43,265 km en 2029, 44,564 km en 2030 et 42,643 km en 2031. La concentration des travaux en début de période doit être reliée aux projets concernés, à leur état de préparation et aux capacités de réalisation. L'explication générale par les opportunités de remplacement et la réévaluation des besoins doit ainsi être complétée par une identification des opérations responsables du pic de 2027-2028 et des conséquences d'un éventuel report.

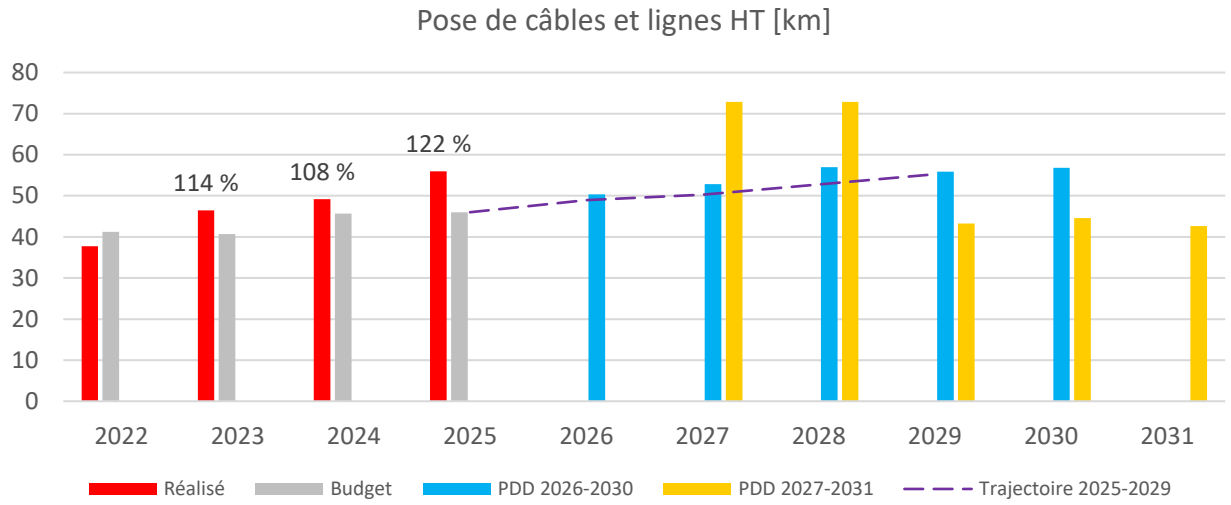


Figure 4 — Poses de câbles HT (km). Les pourcentages indiquent le rapport réalisé/budget. Pour 2022 : 92 %.

Compteurs BT. Les placements ou remplacements de compteurs intelligents/AMR réalisés en 2025 s'élèvent à 71 776 unités, pour 65 372 prévues. Le PDD programme 74 295 unités en 2027, 80 289 en 2028, 80 393 en 2029, 80 494 en 2030 et 80 602 en 2031. Cette trajectoire prolonge le rythme de déploiement récent, mais son suivi doit distinguer les motifs de placement et les services effectivement activés. Le tableau 12 du PDD fournit une première ventilation par programme : demandes de clients, remplacement systématique, vétusté ou défauts, conversion de tension et interventions sur les câbles. Les graphiques historiques portant sur l'ensemble des compteurs BT doivent conserver un périmètre distinct : en 2025, ils comprennent aussi 191 placements ou remplacements de compteurs électromécaniques.

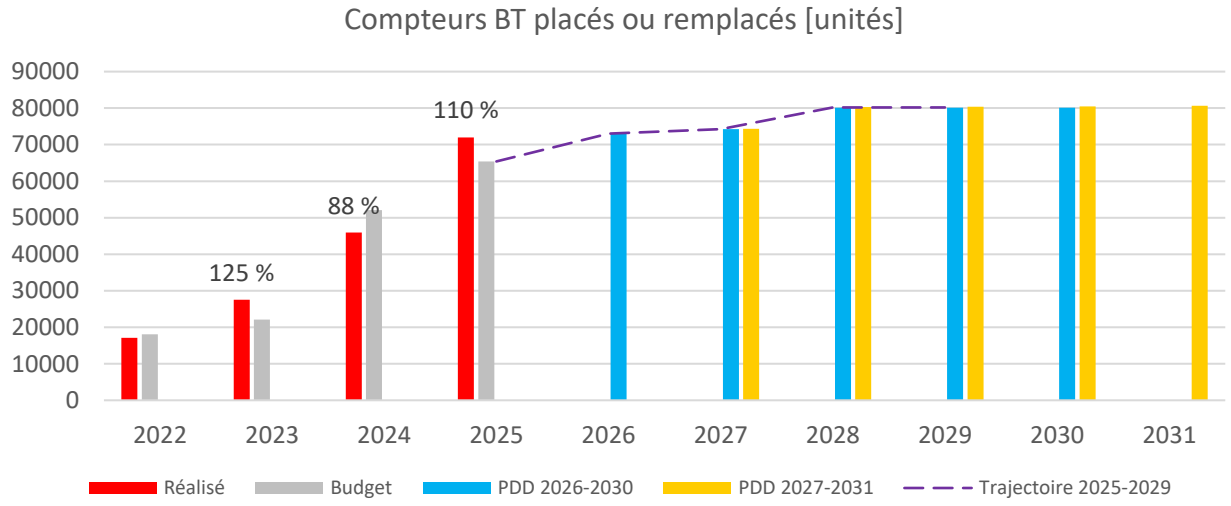


Figure 5 — Placements et remplacements de tous les compteurs BT (unités). En 2025 : 71 967 opérations, dont 71 776 CI/AMR et 191 compteurs électromécaniques. Les pourcentages indiquent le rapport réalisé/budget.

Branchements BT et conversions. Le total de 10 577 opérations réalisées en 2025, pour 9 006 prévues, additionne les placements ou remplacements de branchements, les transferts liés aux travaux sur les câbles et les conversions d'installations du 230 V vers le 400 V. Sur ce même périmètre, le PDD prévoit 10 972 opérations en 2027, 10 668 en 2028 et 11 861 par an de 2029 à 2031. Il ne s'agit donc pas d'un nombre de nouveaux raccordements. Cette ventilation doit être conservée pour vérifier les synergies

avec la pose de câbles et les conversions de tension, ainsi que les hypothèses de coût de chaque type d'intervention.

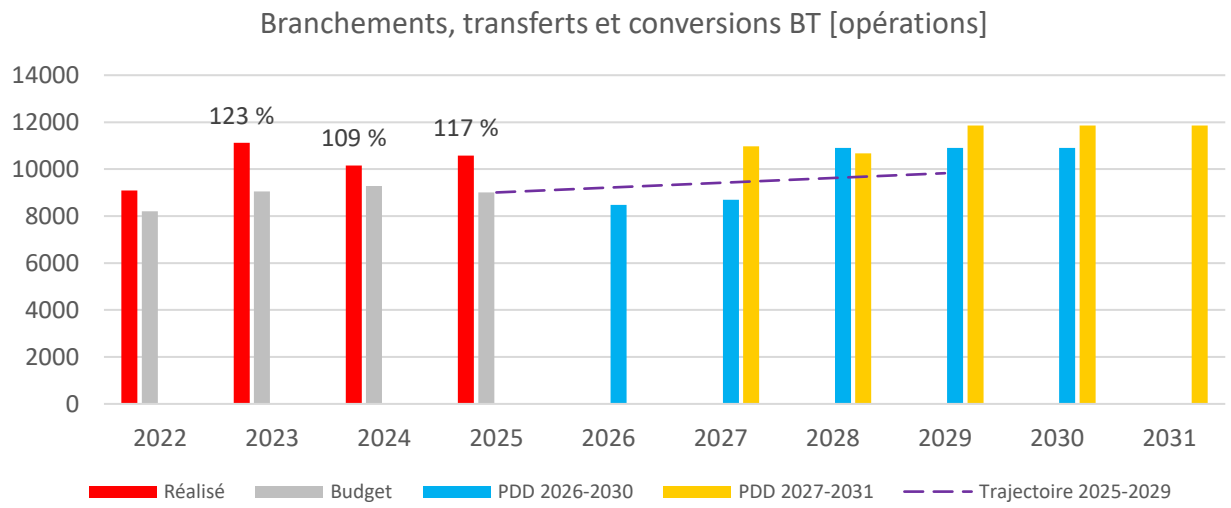


Figure 6 — Branchements BT, transferts et conversions au 400 V (opérations). Les pourcentages indiquent le rapport réalisé/budget. Pour 2022 : 111 %.

Transformateurs. Les 100 transformateurs placés ou remplacés en 2025, pour 87 prévus, sont à comparer aux 100 unités programmées en 2027, 135 en 2028 et 134 par an de 2029 à 2031. L'analyse doit distinguer les remplacements pour défaillance ou vétusté, les opérations liées à l'harmonisation des tensions et les augmentations de capacité. Cette distinction est nécessaire pour expliquer les variations entre plans successifs et objectiver la part du renouvellement courant et celle des renforcements, sans déduire la qualification tarifaire de la seule dénomination du programme technique.

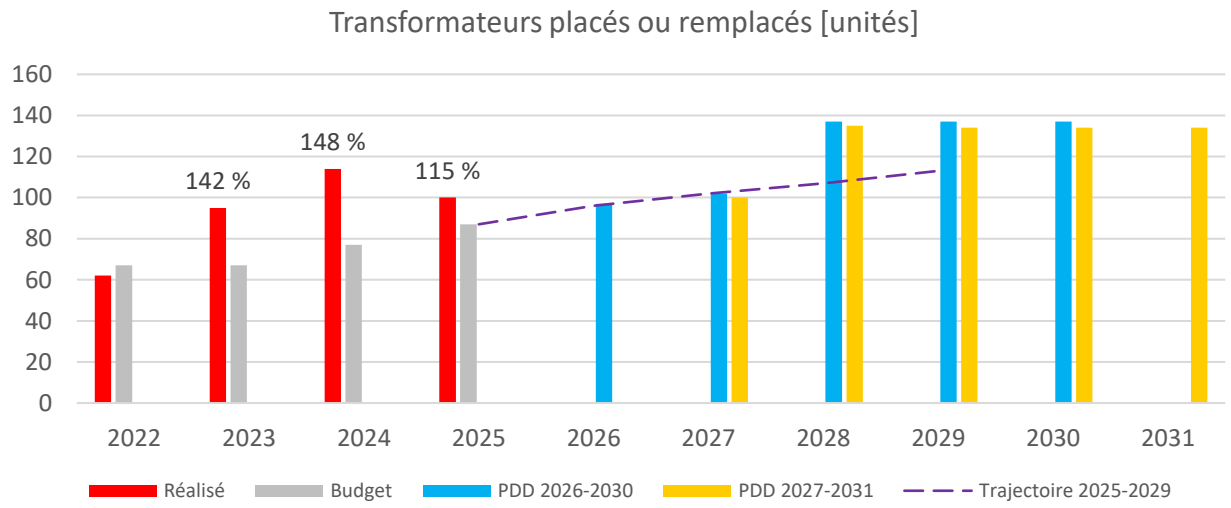


Figure 7 — Transformateurs placés ou remplacés (unités). Les pourcentages indiquent le rapport réalisé/budget. Pour 2022 : 93 %.

Évolution budgétaire. Le réalisé 2025 s'établit à 106,559 M€ en coûts totaux, contre un budget comparatif de 96,145 M€. La prévision 2027 atteint 125,627 M€. Cette progression doit être examinée avec la hausse simultanée des programmes HT, BT et de branchements ; elle appelle également une distinction entre effet volume, évolution des prix et modification du contenu des travaux. Le tableau ci-dessous reprend les montants publiés, en séparant coûts totaux et coûts directs.

Investissements d’électricité : réalisé 2025 et prévisions 2027-2031

Année / période	Coûts totaux (M€)	Coûts directs (M€)
2025 — réalisé	106,559	64,136
2027 — prévision	125,627	73,628
2028 — prévision	129,945	76,600
2029 — prévision	136,027	80,486
2030 — prévision	138,253	81,708
2031 — prévision	138,071	81,154
Total 2027-2031	667,922	393,576

Montants arrondis au millième de million d’euros. Le total porte uniquement sur 2027-2031 et ne résulte pas de l’addition des montants affichés arrondis.



Figure 8 — Budget comparatif 2025, réalisé 2025 et prévision 2027 (coûts totaux, M€).

Le cumul 2027-2031 atteint 667,922 M€ en coûts totaux, dont 393,576 M€ de coûts directs. Leur présentation séparée améliore la lisibilité du PDD ; le passage de l’un à l’autre doit toutefois rester explicable par nature de frais et par règle d’imputation. À partir de 2029, la progression du programme BT devient déterminante : son coût total annuel passe de 34,977 M€ en 2027 à 45,869 M€ en 2029 puis 47,535 M€ en 2031. Les câbles HT présentent un profil différent, avec 31,105 M€ en 2027 et 32,387 M€ en 2028, puis environ 21 à 23 M€ par an jusqu’en 2031.

Entre 2027 et 2031, les coûts totaux passent de 125,627 M€ à 138,071 M€ (+9,9 %) et les coûts directs de 73,628 M€ à 81,154 M€ (+10,2 %) ; la prévision 2027 est elle-même supérieure de 17,9 % au réalisé 2025. Rapportée aux quantités du tableau 10 du PDD, cette progression recouvre des situations différentes. Pour les câbles et lignes BT, le coût total annuel passe de 34,977 M€ en 2027 à 45,869 M€ en 2029 (+31 %) puis 47,535 M€ en 2031, pour un programme porté de 123,928 à 158,361 km (+28 %).

Pour les câbles HT, le coût total annuel recule de 31,105 M€ en 2027 et 32,387 M€ en 2028 à 21,6–22,6 M€ par an de 2029 à 2031 (−31 % entre 2027 et 2031), tandis que les longueurs diminuent de 41 %.

Pour les branchements BT, les coûts progressent de 20,129 à 24,163 M€ (+20 %) pour 8 % d'opérations en plus. Les compteurs BT et les équipements de cabines réseau suivent en revanche les quantités programmées.

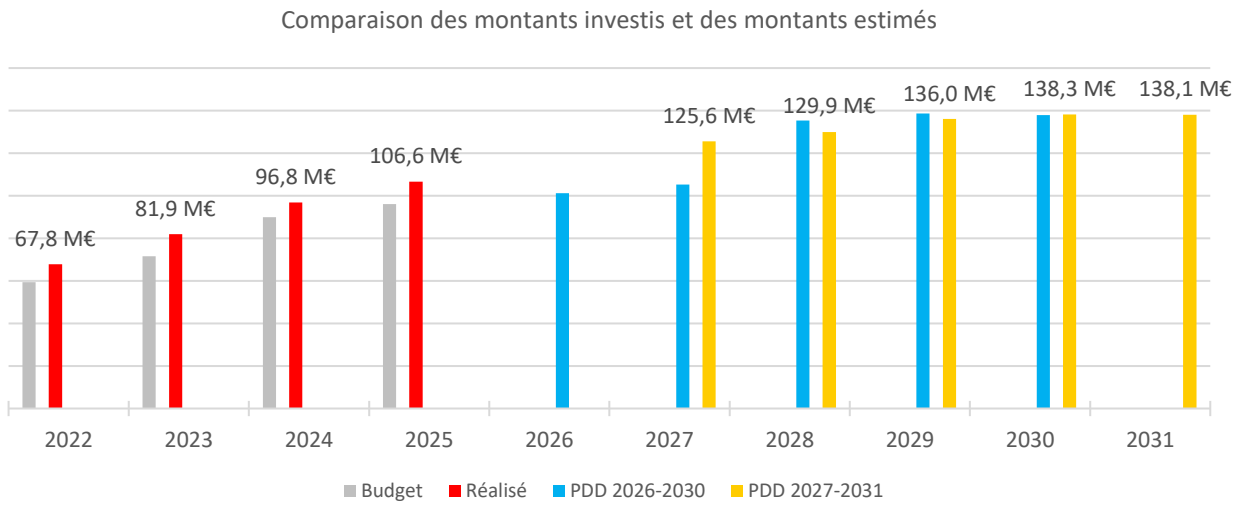


Figure 9 — Évolution des coûts totaux : budgets, réalisations et prévisions des PDD (M€).

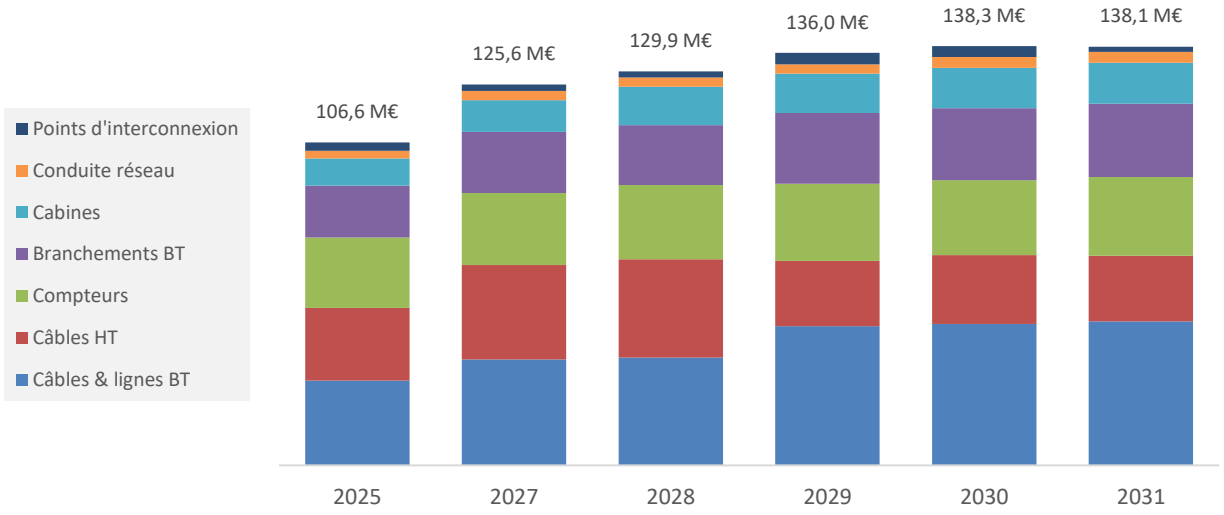


Figure 10 — Réalisé 2025 et prévisions 2027-2031 par poste (coûts totaux, M€). La catégorie « Compteurs » regroupe HT et BT.

Engagements déjà approuvés. La décision 285bis du 26 novembre 2024 valide notamment des coûts additionnels pour le déploiement des compteurs intelligents. Les projets SmartGrid sont, pour leur part, répartis entre plusieurs dossiers et enveloppes, notamment réseau, transition énergétique, R&D et informatique ; l'approbation de leur feuille de route par la décision 297 ne vaut pas approbation globale de leurs coûts.

Coûts additionnels et cohérence des périmètres. BRUGEL demande un rapprochement par projet ou programme entre les rubriques du PDD, les enveloppes approuvées et les demandes nouvelles. Il devra distinguer coûts directs et indirects, investissements, charges d'exploitation et amortissements, préciser l'année monétaire utilisée et retracer les contributions de tiers, recettes et économies attendues.

Horizon tarifaire et suites de l’examen. La cohérence avec la méthodologie 2025–2029 doit être vérifiée pour les années 2028 à 2029 du PDD concernant les coûts additionnels. Les dépenses prévues en 2030 et 2031 constituent une programmation au-delà de cette période ; leur traitement relèvera du cadre tarifaire applicable à ces années.

6. Injonction

Tenant compte de ce qui précède, et dans l'intérêt des utilisateurs du réseau, conformément à l'article 12, § 3, dernier alinéa de l'ordonnance électricité, BRUGEL donne injonction au gestionnaire de réseau d'étudier certains investissements alternatifs ou complémentaires dans le plan de développement, en tenant compte des impératifs suivants :

1. *Scénarios d'évolution des flux d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale*

- SIBELGA doit actualiser et mettre en cohérence ses prévisions de charge, en clarifiant les hypothèses relatives notamment aux véhicules électriques, aux pompes à chaleur et aux besoins de froid, ainsi que leur traduction dans les investissements projetés. Cette analyse doit s'inscrire dans un scénario d'évolution « central » de référence et ses principales variantes, articulant de manière territorialisée les évolutions de l'électricité, du gaz et de la chaleur, et leurs effets sur la charge effectivement appelée sur les différentes parties du réseau. SIBELGA doit ainsi justifier, au regard de ces évolutions, l'hypothèse d'absence de croissance de la charge retenue pour 2027-2031 et, le cas échéant, la réviser en veillant à éviter tout double comptage des besoins déjà intégrés ;
- Sibelga doit s'aligner avec ELIA afin de proposer des scénarios d'évolution harmonisés pour les horizons 2040 et 2050 : a minima un scénario d'évolution "central" de référence, encadré par un scénario plus conservateur et un autre plus dynamique au regard de la transition énergétique ;
- Sibelga doit s'aligner avec ELIA pour identifier, aux horizons 2040 et 2050, les différents points d'interconnexion en situation de congestion pour les scénarios retenus. L'analyse doit tenir compte des différents renforcements de puissance garantie des points d'interconnexion déjà entérinés aujourd'hui ;
- Sibelga doit se concerter avec ELIA et Fluvius afin de remplir les mêmes objectifs pour les points d'interconnexion partagés avec la Flandre.

2. *Adaptation, dans les points d'interconnexion, de la puissance disponible à l'évolution des besoins des utilisateurs*

- Il est impératif de préciser la traduction des nouveaux usages en besoins de capacité locaux. Sur la base des études et simulations, expliciter comment les puissances additionnelles attendues, notamment aux horizons 2031 et 2035, se traduisent en prévisions de charge aux points d'interconnexion et aux différents niveaux du réseau. Pour les postes et zones présentant les enjeux les plus importants, préciser la contribution des véhicules électriques et des pompes à chaleur aux pointes locales, les marges de capacité résultantes et l'année prévisible d'apparition des contraintes.
- Une attention particulière doit être octroyée à la collecte des données via des équipements de monitoring des cabines. Il conviendra d'accélérer la smartisation des cabines et de rattraper le retard accusé par SIBELGA. En effet, ce retard doit également être apprécié au regard de ses conséquences sur la détection des risques de saturation locale. Dès lors, BRUGEL demande à SIBELGA de distinguer, dans les taux de charge publiés, les résultats issus des campagnes de mesures sur place de ceux provenant de la télérelève. Pour chaque méthode, SIBELGA doit préciser les périodes et durées d'observation. Cette distinction doit permettre d'apprécier la comparabilité et la représentativité des résultats, ainsi que leur aptitude à identifier les contraintes locales.

- SIBELGA doit donner les informations nécessaires et détaillées pour les postes critiques, les capacités effectivement accessibles à SIBELGA en exploitation normale et en situation N−1. Pour ces postes critiques, il convient de mettre en regard l'évolution de la charge, la date d'apparition des contraintes, les solutions convenues ou envisagées avec ELIA, leurs gains nets de capacité et les dates prévisionnelles auxquelles ces capacités seront utilisables. Concernant le point d'interconnexion Démosthène, Sibelga doit apporter tout l'historique du dossier d'accroissement de la puissance ainsi que les raisons pour lesquelles aucune mesure n'aurait été prise à ce jour alors que la puissance est en voie d'être dépassée.
- Une attention particulière doit être portée aux postes partagés avec Fluvius. Sibelga doit communiquer les puissances garanties qui lui sont allouées actuellement dans les points d'interconnexion partagés avec Fluvius. Il serait justifié que Sibelga s'informe auprès de Fluvius de l'évolution 1° des prélèvements (MWh) annuels et 2° des pointes annuelles de prélèvement (MW) sur les 5 dernières années sur ces points d'interconnexion partagés. Elle procède ensuite à une comparaison des taux de croissance flamands et bruxellois sur la période.
- S'agissant des postes accueillant simultanément du 11 kV et du 5 kV (ou 6,6 kV), Sibelga précise comment évolue la puissance garantie cumulée des différents tableaux après l'achèvement de la conversion.

3. *Intégration renforcée des besoins du pôle économique bruxellois dans la planification du réseau et de l'ancien site d'Audi*

- SIBELGA doit définir une approche proactive permettant d'identifier suffisamment en amont les projets industriels, commerciaux, immobiliers ou d'infrastructures susceptibles de générer des besoins importants de puissance (site d'Audi, port de Bruxelles, etc.). Il convient de prévoir un dialogue direct et anticipé avec les principaux porteurs de projets, un suivi de l'évolution et de la maturité de leurs besoins et leur prise en compte progressive dans les prévisions et la programmation. La démarche cible les projets significatifs au regard des capacités disponibles et des délais de développement du réseau.
- SIBELGA doit proposer une solution d'alimentation du site en reconversion permettant de préserver intégralement, au bénéfice de la Région de Bruxelles-Capitale, la capacité de raccordement historiquement dévolue à Audi-Forest, en examinant et comparant, en concertation avec ELIA, les différentes options de raccordement aux réseaux de distribution et de transport régional, ainsi que leurs capacités, renforcements nécessaires, délais et coûts.

4. *Planification à long terme des investissements de renforcement*

- Sibelga doit se concerter avec ELIA ainsi qu'avec Fluvius pour les points d'interconnexion partagés, afin de garantir la faisabilité technique d'un calendrier de renforcement des puissances des points d'interconnexion 2030-2050 compatible au moins avec le "*scénario*" central retenu précité.

5. *Justification des investissements de renforcement*

- Sibelga doit justifier l'écart entre l'accélération significative des investissements BT de renforcement à compter de 2028 d'une part, et le constat que les câbles BT sont aujourd'hui chargés en moyenne à 18 % d'autre part (figure 5 du PDD). Dans ce cadre, SIBELGA doit communiquer :
    - des indicateurs de capacité d'accueil par niveau de tension, assortis d'un historique de dix ans :

- données bilantaires au 31 décembre : nombre de points d'accès par tension d'exploitation, puissance garantie N-1 cumulée des points d'interconnexion, capacité nominale cumulée des transformateurs HT/BT, taux de charge des transformateurs HT/BT et des câbles BT (historique sur dix ans glissants des figures 4 et 5 du PDD), indicateur similaire à initier pour le taux de charge des câbles HT ;
- données d'activité sur l'année relatives aux longueurs de câbles HT et BT posées, ventilées par section, nombre de transformateurs HT/BT installés, ventilés par puissance nominale.

- la répartition entre réseaux HT et BT des projections d'évolution des usages et de leur contribution aux pointes, en distinguant, pour la mobilité électrique, la recharge en entreprise, la recharge accessible au public et la recharge résidentielle selon qu'elle est alimentée depuis une cabine réseau ou depuis le réseau BT ;
- la justification de la priorité accordée aux renforcements du réseau BT au regard des taux de charge respectifs des réseaux HT et BT et des réserves disponibles dans les postes ;
- l'intégration dans les prochains plans de développement d'une présentation des investissements selon l'objectif poursuivi (extension, vétusté, renforcement), assortie, pour chaque niveau de tension, des indicateurs de capacité correspondants.

De manière ponctuelle, BRUGEL pourra demander à SIBELGA de lui communiquer des données détaillées, sur une période donnée et/ou sur une zone donnée, permettant d'analyser l'évolution de l'énergie et des pointes de puissance prélevée, ainsi que des taux de charge des infrastructures.

Cette demande pourra concerner les flux au niveau de l'infeed et du réseau basse tension, ainsi que les taux de charge concernant 1° les points d'interconnexion, 2° les câbles HT, 3° les transformateurs HT/BT et 4° les câbles BT.

- SIBELGA doit justifier les volumes de renforcement programmés au regard des contraintes identifiées. Il convient d'expliquer, pour les principales catégories d'actifs, notamment les câbles BT et HT et les transformateurs HT/BT, comment les contraintes actuelles et futures identifiées dans le PDD et les simulations du Digital Twin se traduisent concrètement en quantités de travaux et en investissements pour la période 2027-2031.

6. *La stratégie d'harmonisation du niveau de tension à 400 V*

Il convient de justifier dûment la stratégie d'harmonisation du niveau de tension à 400 V. Dans ce cadre, il est demandé à SIBELGA :

- de ventiler les congestions projetées entre les réseaux 230 V et 400 V ;
- de distinguer, pour le réseau 230 V, les contraintes liées à des problèmes de tension de celles liées à des contraintes de capacité ou de surintensité ;
- d'identifier la part du réseau BT 230 V techniquement convertible vers le 400 V sans remplacement des câbles ;
- de présenter une trajectoire territorialisée de transition du réseau 230 V vers le 400 V, avec

les critères de priorisation retenus ;

- de préciser les conditions dans lesquelles de nouveaux investissements ou renforcements dans un réseau maintenu en 230 V demeurent justifiés ;

- de présenter, pour les situations pertinentes, une analyse technico-économique comparant la conversion vers le 400 V au renouvellement ou au renforcement du réseau en 230 V ;

- de préciser la date à partir de laquelle les prescriptions applicables aux nouveaux raccordements triphasés en 230 V ont prévu leur convertibilité ultérieure vers le 400 V, ainsi que le nombre de branchements réalisés depuis lors selon ces prescriptions ;

- de préciser les principes de répartition des coûts de conversion vers le 400 V, en distinguant les coûts relatifs au réseau, aux raccordements et aux éventuelles adaptations des installations des utilisateurs.

- *Etude d'alternatives aux renforcements*

Dans la réalisation de l'étude, BRUGEL demande à SIBELGA :

- de considérer les hypothèses de flexibilité retenues respectivement pour les réseaux BT et MT ;

- de justifier les différences d'approche retenues entre ces deux niveaux de tension ;

- d'identifier, en particulier en MT, les congestions pour lesquelles la flexibilité pourrait constituer une alternative ou un complément au renforcement conventionnel ;

- d'évaluer dans quelle mesure celle-ci pourrait permettre d'éviter ou de différer certains renforcements, notamment lorsque leur réalisation présente des difficultés matérielles ;

- d'intégrer enfin cette analyse dans l'évaluation des besoins futurs de capacité du réseau MT et des points d'interconnexion.

Les délais de réalisation et de transmission des éléments demandés seront convenus entre BRUGEL et SIBELGA, dans le respect de la procédure et des délais d'approbation prévus à l'article 12 de l'ordonnance. Les résultats et leurs conséquences sur la programmation devront être intégrés au PDD 2028–2032, selon les jalons convenus.

7. Conclusion

BRUGEL relève les progrès réalisés dans la préparation du PDD : une consultation publique plus transparente, le développement du Digital Twin, l'amélioration de l'observabilité du réseau et une concertation plus structurée avec ELIA. Les orientations de renouvellement des assets et d'harmonisation des tensions apparaissent également cohérentes, dans leur principe, avec le maintien de la qualité et de la continuité d'alimentation.

Plusieurs points d'attention subsistent toutefois. L'adéquation entre les charges estimées pour les véhicules électriques et les pompes à chaleur, les capacités locales disponibles et la programmation des investissements doit être davantage démontrée, notamment au regard du décalage entre l'apparition des besoins et les renforcements prévus par ELIA. L'effort de renforcement davantage orienté vers la BT doit également être justifié au regard des prévisions de saturation aux différents niveaux du réseau, en explicitant la contribution attendue des interventions en HT. Enfin, l'évaluation des alternatives aux renforcements, la justification des investissements et la traduction du SmartGrid en fonctionnalités et résultats vérifiables restent à compléter.

Ces insuffisances ne remettent pas en cause l'approbation du projet de plan mais, au regard des exigences de l'article 12, § 1er, de l'ordonnance électricité, justifient les éléments constitutifs de l'injonction figurant au **chapitre 6 du présent avis**, adressée à SIBELGA sur la base de l'article 12, § 3, dernier alinéa, dans l'intérêt des utilisateurs. Leurs résultats devront être intégrés au prochain projet de PDD. Les délais de mise en œuvre seront convenus avec SIBELGA dans le respect du calendrier d'approbation prévu à l'article 12.

Compte tenu de ces éléments, BRUGEL propose au Gouvernement d'approuver le PDD électricité 2027-2031.

* *

*