CREG

Commission de Régulation
de l'Électricité et du Gaz

Rapport

15 octobre 2026

Rapport National 2025 de la Belgique à la Commission européenne et à ACER

Article 23, § 3*bis*, de la loi du 29 avril 1999, relative à l'organisation du marché de l'électricité et l'article 15/14, § 3*bis* de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

CREG - rue de l'Industrie 26-38, 1040 Bruxelles, Belgique
T +32 2 289 76 11 - www.creg.be

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES 2

1 FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHE DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL 7

1.1 Niveau Fédéral 7

1.1.1 Le mécanisme de rémunération des capacités 7

1.1.2 Partage d'informations confidentielles par la CREG 8

1.1.3 Répartition des compétences 8

1.1.4 Le règlement technique électricité 9

1.1.5 Les plans de développement du réseau de transport d'électricité 9

1.1.6 La certification du gestionnaire du réseau de transport d'hydrogène 9

1.1.7 Le droit des consommateurs 9

1.1.8 L'énergie nucléaire 10

1.1.9 Le remboursement des frais de recharge des véhicules électriques 10

1.1.10 Transposition de l'Hydrogen & Gas Decarbonised Package 10

1.1.11 GNL 11

1.1.12 Cadre européen 11

1.2 Région Flamande 12

1.2.1 Transposition de la 5e directive sur l'électricité (EMD5) 12

1.2.2 Extension des tâches et des pouvoirs du régulateur de l'énergie à d'autres services publics 12

1.2.3 Congestion du réseau et flexibilité 12

1.2.4 Etude sur l'avenir du réseau de distribution de gaz naturel 13

1.2.5 Règlement technique transport local 13

1.3 Région Wallonne 13

1.3.1 Electricity Market Design 5 et Paquet décarbonisation 13

1.3.2 Méthodologie tarifaire et développement de la tarification incitative 14

1.3.3 Plans de développement et d'adaptation et problématique de l'absence de disponibilité de capacités 14

1.3.4 Mesures sociales 15

1.3.5 Partage et Communautés d'énergie 15

1.3.6 Une relation réseaux-marché de plus en plus complexe : 16

1.4 Région Bruxelles-Capitale 16

1.4.1 Règlementation technique 16

1.4.2 Tarifs de distribution 17

1.4.3 Transition énergétique 17

1.4.4 Pouvoir de sanction 17

2 LE MARCHE DE L'ELECTRICITE 18
2.1 Régulation du réseau 18
2.1.1 Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia) 18
2.1.2 Réseaux fermés industriels 18
2.1.3 Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution 19
2.1.4 Réseaux fermés professionnels 19
2.2 Fonctionnement technique 19
2.2.1 Services d'équilibrage et les services auxiliaires 20
2.2.2 Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture 22
2.2.3 Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations 23
2.2.4 Energie renouvelable : raccordement planifié et réalisé, description des règles et procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité, évolution de la capacité installée *offshore* et *on-shore* et de l'électricité verte produite 28
2.3 Tarifs de transport et de distribution 33
2.3.1 Tarifs de transport (ELIA) 33
2.3.2 Tarifs de distribution 34
2.3.3 Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture 49
2.4 Questions transfrontalières 49
2.4.1 Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités 49
2.4.2 Implémentation des Règlements européens 52
2.4.3 Rapport sur l'évolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) et l'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières) 54
2.4.4 Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers 58
2.4.5 Monitoring des plans d'investissement d'Elia : description des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement d'Elia avec une analyse de ces plans éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne 60
2.4.6 Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER 62
2.5 Conformité 63
2.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations 63
2.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre du GRT Elia, des GRD et des entreprises d'électricité actives sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives 64

2.6 Concurrence ... 64
2.6.1 Marché de gros ... 64
2.6.2 Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau et de l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de la concurrence pour le marché de gros ... 67
2.6.3 Marché de détail ... 71
2.6.4 Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence et du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence ... 72
2.6.5 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et publication des mesures promouvant une concurrence effective ... 97
2.7 Sécurité d'approvisionnement ... 103
2.7.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande ... 103
2.7.2 Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement ... 104
2.7.3 Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs ... 105
2.8 L'efficacité Energétique ... 105
2.8.1 Au niveau fédéral ... 105
2.8.2 Au niveau de la Région flamande ... 105
2.8.3 Au niveau de la Région wallonne ... 106
2.8.4 Au niveau de la Région de Bruxelles-Capitale ... 106
3 LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL ... 107
3.1 Régulation du réseau ... 107
3.1.1 Dissociation et la certification du gestionnaire de transport ... 107
3.1.2 Réseaux fermés industriels ... 108
3.1.3 Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution ... 108
3.1.4 Réseaux fermés professionnels ... 108
3.2 Fonctionnement technique ... 109
3.2.1 Les autorisations de fourniture ... 109
3.2.2 Services d'équilibrage et les services auxiliaires ... 109
3.2.3 Le code de bonne conduite ... 109
3.2.4 Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture ... 111
3.2.5 Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations ... 114
3.2.6 Monitoring des conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires ... 117
3.2.7 Monitoring des conditions d'accès négocié de stockage ... 117
3.2.8 Monitoring des mesures de sauvegarde ... 117

3.3 Tarifs de transport et de distribution 119
3.3.1 Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited 119
3.3.2 Tarifs de distribution 120
3.3.3 Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture 124
3.4 Questions transfrontalières 124
3.4.1 Monitoring «*Cross-border interconnection capacity*» 124
3.4.2 Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économiques 125
3.4.3 Monitoring des plans d'investissements de Fluxys Belgium: descriptions des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement de Fluxys Belgium avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne 126
3.4.4 Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concernés et ACER 127
3.5 Conformité 128
3.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations 128
3.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, de IUK, des GRD et des entreprises de gaz naturel actives sur le marché belge du gaz naturel concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives 128
3.6 Concurrence 129
3.6.1 Marché de gros 129
3.6.2 Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau de l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros 134
3.6.3 Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence, du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence 137
3.6.4 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective 145
3.7 Sécurité d'approvisionnement 147
3.7.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande 147
3.7.2 Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire 149
3.7.3 Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement 150
3.7.4 Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs 151
3.8 L'efficacité énergétique 152
3.8.1 Au niveau fédéral 152
3.8.2 Au niveau de la Région flamande 152

3.8.3 Au niveau de la Région wallonne 153
3.8.4 Au niveau de la Région de Bruxelles-Capitale 153
4 PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET TRAITEMENT DES PLAINTES EN ÉLECTRICITÉ ET GAZ. 154
4.1 Protection des consommateurs 154
4.1.1 Obligations de service universel et de service public 154
4.1.2 Consommateurs vulnérables 180
4.1.3 Informations aux consommateurs 186
Structure, concurrence et dynamique 192
4.1.4 Changement de fournisseur 192
4.1.5 Smart metering 192
4.2 Traitement des plaintes 195
4.2.1 Nombres des plaintes reçues par les fournisseurs, les DSOs, le Service de Médiation de l'énergie et les régulateurs 195
4.2.2 Classification des plaintes 197
4.2.3 Procédure des plaintes 202
4.2.4 Alternative Dispute Resolution 206

1 FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHE DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL

1.1 NIVEAU FÉDÉRAL

1.1.1 Le mécanisme de rémunération des capacités

Un mécanisme de rémunération de capacité (ci-après « CRM ») a été introduit dans la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité) en 2019 afin de garantir la mise à disposition d'une capacité suffi sante à partir de l'hiver 2025-2026 pour répondre à la demande d'électricité sur le territoire, compte tenu notamment de la cessation des activités des centrales nucléaires actives en Belgique. Celui-ci met en place un système de rémunération de capacité pour tout type de capacité susceptible de contribuer à la sécurité d'approvisionnement (production, stockage, gestion de la demande) (voir rapport annuel 2019).

1.1.1.1 Modifications à la loi électricité :

La loi électricité a fait l'objet de diverses modifications relatives à la sécurité d'approvisionnement, en particulier en matière de CRM. Pour commencer, la loi du 31 janvier 2025[1] apporte un certain nombre de modifications à la loi électricité en ce qui concerne le CRM. Ces modifications visaient essentiellement à étendre le pouvoir du Roi de déterminer que l'obligation de rembourse ment du CRM ne s'applique pas à la participation active de la demande (ainsi qu'à fixer les conditions dans lesquelles c'est le cas) au stockage d'énergie.

En outre, un fondement juridique explicite est désormais prévu pour les possibilités de recherche de la CREG dans le cadre des dérogations individuelles à la limite de prix intermédiaire et du respect des conditions de classement du contrat de capacité et de maintien de la capacité dans la catégorie de capacité dans laquelle elle est classée.

Enfin, il a été précisé que les coûts des analyses visées à la section 1 du chapitre II*bis* de la loi électricité peuvent être déterminés sur la base de l'article 7*undecies*, § 15, troisième alinéa, de la même loi, afin de pouvoir inclure leurs charges nettes conformément à l'article 21*quinquies*.

1.1.1.2 Arrêté royal méthodologique

Par arrêté royal du 2 juillet 2025[2], le Roi a modifié l'arrêté royal relatif à la méthodologie afin d'exempter les points de fourni ture de la technologie « stockage d'énergie » de l'obligation de remboursement dans le cadre du CRM. Cette mesure donne suite aux accords conclus avec la Commission européenne dans le cadre de la notification des modifications apportées au CRM, afin d'exempter la participation active de la demande à partir de 2024 et le stockage d'énergie à partir de 2025 de l'obligation de remboursement.

[1] Loi du 31 janvier 2025 modifiant l'intitulé de la section 1 du chapitre II*bis* et l'article 7*undecies* de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité dans le cadre du mécanisme de rémunération de la capacité (Moniteur belge du 3 mars 2025). Voir également l'errata (Moniteur belge du 7 mars 2025).

[2] Arrêté royal du 2 juillet 2025 modifiant l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres permettant de déterminer le volume de capacité à acquérir, y compris leur méthode de calcul, et des autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'obtention de dérogations individuelles à l'application de la ou des limites de prix intermédiaires dans le cadre du mécanisme de rémunération de la capacité (Moniteur belge du 8 juillet 2025).

1.1.2 Partage d'informations confidentielles par la CREG

La loi du 20 mars 2025 modifiant la loi électricité et la loi gaz[3]autorise la CREG à transmettre les informations sur les gestionnaires du réseau de transport d'électricité et de gaz naturel, ainsi que sur les gestionnaires d'autres infrastructures (telles que les installations de stockage de gaz naturel, les terminaux GNL et les interconnexions), à la Chambre des représentants, au ministre fédéral de l'Énergie et, le cas échéant, à d'autres membres du gouvernement fédéral.

La communication de ces informations ne peut avoir lieu que si les conditions suivantes sont remplies :

- une demande écrite et motivée de la Chambre ou du ministre ;
- les informations demandées sont destinées à l'exercice des missions de la Chambre et/ou du ministre ;
- la transmission de ces informations ne porte pas préjudice à l'accomplissement des missions de la CREG ; et
- la Chambre et/ou le ministre garantissent le même niveau de confidentialité que celui exigé par la CREG.

La loi du 20 mars 2025 prévoit que tant la Chambre que le ministre de l'Énergie doivent prendre les mesures nécessaires afin de garantir la confidentialité des informations transmises.

En ce qui concerne la Chambre, ces mesures sont prises conformément aux dispositions pertinentes du règlement de la Chambre des représentants.

1.1.3 Répartition des compétences

Le 1er septembre 2025, la CREG a introduit une requête en intervention auprès du Conseil d'État afin d'intervenir dans la procédure en annulation introduite par Elia par requête du 30 mai 2025.[4]

La requête introduite par Elia vise à faire annuler les articles 1.2.1, § 2, 1.4.1, 3.4.17, § 2, 4.2.1, 4.2.5, 4.2.6, 4.4.31 et 4.4.32 du Règlement technique pour le transport local d'électricité dans la Région flamande, tel qu'approuvé par décision du Régulateur flamand des services publics du 28 mars 2025 (BESL-2025-08), repris sur le site web du Régulateur flamand des services publics le 31 mars 2025 et publié au Moniteur belge du 7 avril 2025 (entrée en vigueur le 7 avril 2025). Les dispositions contestées concernent la manière dont le réseau de transport local est géré, la manière dont l'accès à ce réseau est réglementé (via des contrats, des registres, des règles d'information et de confidentialité), les conditions supplémentaires applicables à certains raccordements et la manière dont le gestionnaire de réseau doit gérer les situations d'urgence et les surcharges (imminentes) du réseau, en collaboration avec d'autres gestionnaires de réseau.

L'intervention de la CREG vise à obtenir l'annulation de l'article 1.2.1, § 2, de l'article 3.4.17, § 2, des articles 4.2.1, 4.2.3 et 4.2.5 et des articles 4.4.31 et 4.4.32 du Règlement technique pour le transport local d'électricité dans la Région flamande.

En ce qui concerne la procédure introduite par la CREG le 22 octobre 2024 devant le Conseil d'État concernant la décision 2024-68 de la VREG du 23 août 2024 relative à la modification des Conditions pour les fournisseurs de services d'équilibrage pour les réserves de restauration de la fréquence avec

[3] Loi du 20 mars 2025 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par conduites, ainsi que la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne la communication d'informations confidentielles (Moniteur belge du 3 avril 2025).

[4] Cour constitutionnelle, arrêt n° 119/2024 du 7 novembre 2024, numéro de rôle 8288, demande de suspension du décret de la Région flamande du 19 avril 2024 « relatif à l'opérationnalisation d'un régulateur flamand des services d'utilité publique », Moniteur belge, table des matières du 10 février 2025.

activation automatique (aFRR) (« T&C BSP aFRR »), l'Auditorat du Conseil d'État a rédigé son rapport le 23 avril 2025. Le 19 novembre 2025, l'affaire a été plaidée et prise en délibéré par le Conseil d'État.

1.1.4 Le règlement technique électricité

Par arrêté ministériel du 18 juin 2025, le ministre de l'Énergie a approuvé la proposition de plan d'essai d'Elia conformément à l'article 29, § 1er, de l'arrêté royal du 29 novembre 2024 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité. Dans ce cadre, la CREG a rendu, le 23 janvier 2025, à la demande du ministre de l'Énergie, un avis (avis (A)2939) sur cette proposition.[5]

Par ailleurs, le ministre de l'Énergie a, par arrêtés ministériels du 8 avril 2025 et du 20 novembre 2025[6], approuvé des modifications aux listes des utilisateurs significatifs du système à haute priorité dans le cadre du plan de protection du système et du plan de reconstitution. La compétence d'avis de la CREG dans ce cadre a été supprimée par le règlement technique susmentionné.

1.1.5 Les plans de développement du réseau de transport d'électricité

Des réunions du Comité de coopération ont eu lieu en 2025. Ce comité a été créé pour superviser l'élaboration du plan de développement fédéral, sous la direction d'Elia, en présence du cabinet du ministre, de la CREG et du SPF Économie.

1.1.6 La certification du gestionnaire du réseau de transport d'hydrogène

Le 15 septembre 2025, Fluxys hydrogen SA a introduit une demande de certification auprès de la CREG. La certification est demandée pour la raison suivante : à la suite de la certification initiale, par décision (B)2725 du 22 février 2024, cette décision n'a pas pu être soumise à la Commission européenne pour avis, au motif que la Directive (UE) 2024/1788 et le Règle ment (UE) 2024/1789 n'avaient pas encore été définitivement adoptés par le Parlement européen et le Conseil.

La CREG remettra un projet de décision concernant la recertification dans le courant de l'année 2026, qui sera ensuite sou mis pour avis à la Commission européenne en application de l'article 14 du Règlement (UE) 2024/1789, qui a un effet direct.

1.1.7 Le droit des consommateurs

Les clients résidentiels de gaz et d'électricité ont obtenu le droit légal de communiquer avec leur fournisseur par télé phone ou par e-mail. Ce droit a été instauré par la loi du 22 juillet 2025[7] relative à l'accessibilité par téléphone et par courrier électronique des fournisseurs d'énergie. Les fournisseurs doivent être joignables par téléphone pendant les heures de bureau, sans frais supplémentaires pour le client. Lorsque des accords sont conclus au cours de la conversation téléphonique, le fournisseur doit les confirmer par écrit dans les deux jours ouvrables. Le fournisseur peut renoncer à l'accessibilité

[5] Avis (A)2939 relatif à la proposition de plan d'essais révisé de la SA Elia Transmission Belgium.

[6] Arrêté ministériel du 8 avril 2025 approuvant les listes des utilisateurs de systèmes importants à haute priorité dans le cadre du plan de protection des systèmes et du plan de reprise (Moniteur belge du 25 avril 2025 ; arrêté ministériel du 20 novembre 2025 modifiant les listes des utilisateurs de systèmes significatifs à haute priorité approuvées par l'arrêté ministériel du 8 avril 2025 (Moniteur belge du 2 décembre 2025).

[7] Loi du 28 juillet 2025 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et la loi du 12 avril 1965 relative au transport par conduites de produits gazeux et autres, en ce qui concerne l'accessibilité téléphonique et électronique des fournisseurs d'énergie (Moniteur belge du 12 septembre 2025).

téléphonique uniquement pour les produits purement numériques, à condition de mettre à disposition une fonction de rappel dans l'espace client en ligne. Cela signifie que le client peut indiquer via le site web ou l'application qu'il souhaite être rappelé dans les deux jours ouvrables. Outre le contact par téléphone, le contact par e-mail est également inscrit dans la loi.

1.1.8 L'énergie nucléaire

Conformément à l'accord de gouvernement fédéral (2025-2029), le gouvernement a partiellement abrogé la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, ouvrant ainsi la voie à la prolongation des réacteurs existants et au développement de nouvelles capacités nucléaires. La loi du 17 mai 2025[8] a ainsi levé l'interdiction légale de construire de nouvelles centrales nucléaires et abrogé la date de sortie prévue pour les réacteurs existants.

1.1.9 Le remboursement des frais de recharge des véhicules électriques

La circulaire 2024/C/77[9] du SPF Finances relative au remboursement des frais d'électricité par l'employeur pour la recharge à domicile d'une voiture d'entreprise est également restée en vigueur en 2025. La circulaire fait référence au « tarif CREG ». Elle prévoit que pour chaque trimestre concerné, le montant fixe maximal par kWh est déterminé par région en fonction du lieu de résidence du travailleur. Ce montant fixe par kWh pour un mois donné est fixé sur la base du prix all-in moyen commercial de l'électricité sur le marché de détail pour les clients résidentiels pour un ménage avec un compteur digital, un véhicule électrique, une consommation annuelle de 8 000 kWh et un pic mensuel moyen de 7,36 kW, tel que publié par la CREG sur son site web. Auparavant, ce montant était inclus dans le tableau de bord, mais il a été modifié en 2025 afin d'apporter plus de clarté. La page supplémentaire dans le tableau de bord a donc été supprimée, car une page distincte a été créée sur le « tarif CREG pour le remboursement de la recharge à domicile des voitures de société ».

1.1.10 Transposition de l'Hydrogen & Gas Decarbonised Package

Le 4 décembre 2025, la CREG[10] a approuvé une étude sur la transposition de la directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE (refonte) et le règlement (UE) 2024/1789 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant les règlements (UE) n° 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 et (UE) 2022/869 et la décision (UE) 2017/684 et abrogeant le règlement (CE) n° 715/2009 (refonte) dans la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

---

[8] Loi du 17 mai 2025 portant diverses dispositions relatives à l'énergie nucléaire, visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité et à maîtriser les coûts du mix énergétique (Moniteur belge du 26 mai 2025).

[9] Circulaire 2024/C/77 du 5 décembre 2024 relative au remboursement des frais d'électricité par l'employeur pour la recharge à domicile d'une voiture d'entreprise.

[10] Étude (F)3140 du 4 décembre 2025 sur la transposition de la directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène. modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE (refonte) et le règlement (UE) 2024/1789 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant le marché intérieur du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant les règlements (UE) nos. 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 et (UE) 2022/869 et la décision (UE) 2017/684, et abrogeant le règlement (CE) n° 715/2009 (refonte) dans la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

L'étude donne un aperçu détaillé des modifications nécessaires pour mettre la loi gaz en conformité avec la directive (UE) 2024/1788 et le règlement (UE) 2024/1789.

La principale modification proposée par le paquet H&DG concerne la suppression progressive des combustibles fossiles. Aucun contrat à long terme pour le gaz fossile ne pourra encore être prolongé au-delà de 2049. En outre, le paquet met l'accent sur l'intégration des gaz renouvelables et bas carbone dans le réseau existant (y compris le GNL et le stockage). En fin, il encourage la mise en place d'un plan décennal de développement du réseau, la CREG étant favorable à un plan commun pour le gaz naturel et l'hydrogène.

La CREG a également profité de cette étude pour recodifier, restructurer et actualiser la loi gaz belge, qui a déjà été modifiée plus de 60 fois depuis la libéralisation du marché du gaz, notamment en matière de certification et de tarifs. Enfin, la CREG souligne dans l'étude que la loi électricité devra également être adaptée sur certains points afin que la transposition de la directive (UE) 2024/1788 et du règlement (UE)2024/1789 dans la loi gaz puisse être effectivement appliquée.

1.1.11 GNL

En 2025, l'arrêté royal du 18 mars 2025[11] concernant des mesures restrictives en matière de transbordement de GNL russe a été adopté. Cet arrêté met en œuvre le règlement (UE) 2024/1745 du 24 juin 2024 concernant des mesures restrictives eu égard aux actions de la Russie déstabilisant la situation en Ukraine. Le règlement autorise les États membres à adopter des modalités et des lignes directrices détaillées afin de soutenir la mise en œuvre du quatorzième train de sanctions.

L'une des mesures prévues par le règlement (UE) 2024/1745 concerne le gaz naturel liquéfié (code NC 27 11 11 00), ci-après dénommé « GNL », originaire ou exporté de Russie. L'article 3 novodecies du règlement interdit le rechargement de ce GNL sur le territoire de l'Union en vue de son transbordement.

Le règlement prévoit toutefois une exception lorsque le GNL est destiné à un État membre de l'Union européenne et que le rechargement est jugé nécessaire pour l'approvisionnement énergétique de cet État membre. En outre, dans le cadre de cette interdiction, il n'est pas permis de fournir, directement ou indirectement, une assistance technique, des services de courtage, un financement ou d'autres formes de soutien financier.

1.1.12 Cadre européen

Directive et règlement « EMD » : À la suite de son étude (F)287812[12], la CREG a apporté son soutien aux travaux législatifs en la matière (voir rapport annuel 2024, 2.12.2., p. 19).

[11] Arrêté royal du 18 mars 2025 concernant des mesures restrictives en matière de transbordement de GNL russe eu égard aux actions de la Russie déstabilisant la situation en Ukraine (Moniteur belgedu 25 mars 2025).

[12] Étude (F)2878 du 26 septembre 2024 sur les transpositions recommandées de la directive (UE) 2024/1711 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union, ainsi que sur les mesures d'exécution recommandées du règlement (UE) 2024/1747 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les règlements (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union (EMD), s'agissant des dispositions ayant trait aux compétences de la CREG.

1.2 RÉGION FLAMANDE

1.2.1 Transposition de la 5e directive sur l'électricité (EMD5)

Fin 2025, un décret a été adopté instaurant un cadre légal pour les accords de raccordement flexibles en Région flamande[13]. Il s'agit d'une transposition partielle de la cinquième directive sur l'électricité.

En juin 2025, le gouvernement flamand a adopté un projet de décret sur la transposition des dispositions de la cinquième directive sur l'électricité concernant le droit de conclure un contrat de fourniture à durée et prix fixes, un cadre réglementaire pour les fournisseurs d'urgence, un cadre réglementaire pour la gestion des risques des fournisseurs, la protection contre les coupures, les tâches des gestionnaires de réseaux de distribution et de nouvelles tâches pour le Régulateur flamand des services d'utilité publique VNR (ci-après dénommé 'le VNR') L'approbation définitive de ce décret est attendue entre fin juin et début juillet 2026.

1.2.2 Extension des tâches et des pouvoirs du régulateur de l'énergie à d'autres services publics

Le 1er janvier 2025, le régulateur flamand, l'Autorité flamande de régulation du marché de l'électricité et du gaz (VREG) a été renommée Régulateur flamand des services d'utilité publique (VNR). Suite au décret du 19 avril 2024 portant mise en œuvre de l'Autorité flamande de régulation des services publics, ses missions et compétences se sont étendues au-delà du marché de l'électricité et du gaz. La VNR est désormais chargée de la supervision des réseaux de chauffage, de refroidissement et d'émissions de CO2 en Région flamande. À compter du 1er janvier 2026, ses missions et compétences relatives aux réseaux d'eau potable et d'assainissement lui ont également été confiées.

1.2.3 Congestion du réseau et flexibilité

Avec la transition énergétique, un nombre croissant d'utilisateurs du réseau demandent des raccordements pour les énergies renouvelables, le stockage ou l'électrification des processus industriels. Dans les zones où la capacité du réseau est limitée, il est nécessaire de le renforcer pour garantir un accès fiable à ces utilisateurs. Ces renforcements prennent du temps. Par conséquent, les demandes de raccordement peuvent être refusées faute de capacité suffisante. En faisant appel à la flexibilité des utilisateurs, il est possible de libérer de la capacité à court terme.

Le VNR a proposé aux gestionnaires de réseau de développer des produits de flexibilité temporaire, dans l'attente d'une réglementation flamande spécifique aux raccordements flexibles, transposant la directive européenne sur l'électricité. Il a approuvé, sous certaines conditions, le cahier des charges du produit de flexibilité « *Fall-back flex* » de Fluvius.[14] Ce produit permet à Fluvius d'ajuster la capacité d'un raccordement en cas de congestion, afin de faire la transition en attendant un investissement. Dès que l'investissement est réalisé et que le risque réseau est écarté, le contrat prend fin. Ce produit offre à Fluvius une solution temporaire pour éviter un éventuel refus de raccordement.

Le VNR a également approuvé, sous certaines conditions, les spécifications du produit de flexibilité « *Fall-back flex* » d'Elia. Ce produit peut être appliqué au réseau local de transport d'électricité en Flandre, sur la partie du réseau Elia dont la tension est inférieure ou égale à 70 kV[15].

[13] Decreet van 12 december 2025 tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten (B.S. 22 januari 2026).
[14] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2025-06
[15] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2025-62

Fin 2025, un premier rapport a été publié sur le déploiement et l'application de la flexibilité sur le réseau de distribution et le réseau local de transport d'électricité flamands, mis en œuvre afin de lutter contre la congestion du réseau local[16].

1.2.4 Etude sur l'avenir du réseau de distribution de gaz naturel

Fin 2025, le VNR a publié une étude sur l'avenir du réseau de distribution de gaz naturel en Flandre, réalisée par Trinomics et DNV[17]. Cette étude propose trois scénarios possibles pour la sortie progressive du gaz naturel. Elle aborde également les défis techniques et tarifaires liés à ce processus. L'ONR a également publié une note de synthèse présentant les prochaines étapes à suivre pour garantir une transition harmonieuse vers une sortie de gaz naturel réussie.

Evaluation des activités des DSO en tant que gestionnaire de données :

Fin 2025 le VNR a fait une évaluation des activités de Fluvius System Operator en tant que gestionnaire de données. Cette évaluation s'est déclinée en deux volets complémentaires. D'une part, un audit approfondi des systèmes informatiques des gestionnaires de réseaux de distribution a été réalisé. D'autre part, une analyse comparative des activités de gestion des données de Fluvius System Operator avec celles d'autres régions et pays européens a été menée[18].

1.2.5 Règlement technique transport local

En 2025, le VNR a approuvé un nouveau règlement technique relatif au transport local d'électricité dans la Région flamande. Une modification notable concerne l'introduction de principes et de règles que les gestionnaires de réseau doivent respecter lorsqu'ils souhaitent recourir à la flexibilité des utilisateurs du réseau pour résoudre ou prévenir la congestion locale.

1.3 RÉGION WALLONNE

1.3.1 Electricity Market Design 5 et Paquet décarbonisation

Alors qu'une large réflexion a été entamée en 2023 et 2024 quant à la réforme du mécanisme de la fourniture de substitution en Région wallonne, celle-ci a connu un coup d'arrêt avec la publication de la directive (UE) 2024/1711. En effet, cette dernière modifie le cadre européen en la matière impactant le cadre légal régional. Afin d'assurer une transposition conforme, la Région wallonne et son régulateur sont en attente des notes interprétatives de la Commission européenne attendues fin 2026 et lesquelles devraient clarifier les attentes du législateur européen.

En ce qui concerne les autres éléments découlant de la directive (UE) 2024/1711 et notamment les communautés d'énergie et le partage, plusieurs contacts ont été entrepris via l'administration régionale et la CREG avec la Commission européenne afin de clarifier les interprétations des dispositions de la directive précitée, notamment en matière de communautés et de partage ou encore de protection contre les interruptions. La sortie du *Energy Citizen's Package* en 2026 annonçant plusieurs notes interprétatives au cours de l'année 2026 et 2027 devrait permettre d'apporter les clarifications attendues.

[16] *Vlaamse Nutsregulator - Rapport over Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten*, https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-25
[17] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-28
[18] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2026-02

Concernant le paquet décarbonisation, la CWaPE a dès fin 2023 analysé les projets de directives et règlements en cours d'élaboration pour anticiper les besoins régulatoires en la matière au niveau de la Région wallonne. Dès publication du paquet décarbonisation, la CWaPE a actualisé ces analyses au regard des textes définitivement adoptés. A la suite des débats devant la Cour constitutionnelle entre la Région flamande et l'Etat fédéral, des clarifications quant à la répartition des compétences en droit interne ont été apportées. La Région wallonne devrait entamer un processus de transposition fin 2026.

1.3.2 Méthodologie tarifaire et développement de la tarification incitative

L'année 2025 est la première année d'application de la nouvelle méthodologie tarifaire applicable jusque fin 2029.

Au cours de l'année 2025, de nombreux travaux visant le lancement de la tarification incitative au 1er janvier 2026 en Région wallonne au niveau des tarifs de distribution ont été menés. Une large campagne de communication a été lancée pour informer les consommateurs des différents changements.

Ainsi, dès le 1er janvier 2026, le consommateur aura le choix d'adopter la tarification incitative, qui impliquera la facturation d'un terme de puissance et plusieurs plages tarifaires ou de conserver son régime mono-horaire ou bihoraire adapté aux nouvelles réalités. La publication des lignes directrices relatives à la tarification incitative est intervenue en juillet 2024 à la suite d'une étude approfondie, de l'impact possible sur les consommateurs de divers scénarios. L'entrée en vigueur des tarifs découlant de ces lignes directrices interviendra au 1er janvier 2026.

En parallèle au lancement de la tarification incitative, le nouveau bihoraire a fait son entrée au 1er janvier 2026. Les heures creuses et heures pleines ont été recalibrées pour permettre un prélèvement davantage synchrone avec les heures de production élevées. Ainsi les nouvelles tranches horaires sont:

- Heures creuses : 11-17h et 22h-7h ;
- Heures pleines : 7h-11h et 17h-22h.

A partir du 1er janvier 2026, les jours de semaines et de weekend seront également traités de la manière, sans différenciation.

1.3.3 Plans de développement et d'adaptation et problématique de l'absence de disponibilité de capacités

L'année 2025 a été marquée par des décisions fortes de la CWaPE à l'égard du plan de développement du gestionnaire de réseau de transport local, ELIA, au vu du constat posé d'un retard important d'investissements concernant toute une série de postes. Le plan de développement tel qu'introduit par ELIA a ainsi été refusé et sur la base d'un plan nouvellement introduit, la CWaPE a adopté une décision imposant certains investissements nécessaires au bon fonctionnement du réseau et au raccordement de nouvelles installations de production sur ledit réseau.

2025 a également été une année révélatrice en ce qui concerne le manque de capacité disponible sur les réseaux tant au niveau de la distribution que du transport. Un des constats principaux a été un manque de capacité amont rendant impossible le raccordement en distribution. A la suite de ces constats, de nombreux travaux ont été entamés d'une part afin de s'assurer d'une connaissance suffisante des réseaux y compris de la lecture combinée transport-distribution et d'autre part pour répondre rapidement à l'impossibilité de raccorder en prélèvement des utilisateurs du réseau et en injection des installations.

C'est ainsi que 2025 a été marquée par l'adoption d'un premier cadre en matière de flexibilité en prélèvement visant la mise en place de contrat flexible de raccordement en prélèvement et la possibilité de flexibiliser les unités de stockage.

De nombreux échanges ont également été menés entre les différents régulateurs avec l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution et de transport afin d'échanger sur les règles d'accès aux réseaux telles que les règles de priorité, la manière d'analyser les demandes de raccordement, la mise en place de contrats flexibles, la manière d'anticiper les besoins futurs. Des échanges avec le cabinet de la Ministre wallonne ayant l'énergie dans ses attributions ont également été menés pour échanger sur la planification des réseaux et des besoins au regard des ambitions stratégiques régionales.

Les travaux en la matière se poursuivront en 2026 avec une nouvelle réforme globale visant à adresser l'absence de capacités disponibles.

1.3.4 Mesures sociales

L'année 2025 a été l'occasion pour le régulateur de rappeler ses conclusions d'analyse publiées en 2024 quant au décret dit Juge de Paix, lequel impose le passage devant le Juge de Paix pour autoriser une coupure ou imposer la pose d'un compteur à prépaiement en cas de refus du client. Les tendances constatées sur le terrain à savoir le fait que les acteurs du marché ont eu recours à d'autres mécanismes moins protecteurs des clients pour faire face à ces situations, en résiliant moyennant un préavis de 2 mois le contrat du client (procédure dite d'*End-of-contract*) évitant le passage ainsi le passage devant le juge et créant des situations de coupure pour absence de fournisseur sur le point, se sont poursuivis de manière importante en 2025.

Le rapport d'évaluation du décret Juge de Paix est publié en annexe du rapport annuel général de la CWaPE pour l'année 2023.

Il est renvoyé au chapitre ayant trait aux *Faits marquants ayant impacté les OSP sociales en* 2025 pour de plus amples détails.

1.3.5 Partage et Communautés d'énergie

Au cours de l'année 2025, la CWaPE a poursuivi son travail sur l'intégration de ces nouveaux modèles dans le marché de l'énergie wallon et leur mise en œuvre.

La CWaPE a poursuivi ses efforts d'information en mettant à jour les différents formulaires, FAQ, guides à l'attention des personnes montant un projet de communauté d'énergie, un partage d'énergie au sein d'une communauté d'énergie ou encore un partage au sein d'un même bâtiment.

A travers une évaluation des mécanismes existants publiée en février 2025 et faisant suite à une large consultation publique et à une concertation sectorielle, la CWaPE a eu l'opportunité d'émettre toute une série de recommandations de simplification du cadre régulatoire relatif au partage et aux communautés d'énergie. La principale observation de la CwaPE est la difficile complexité qui entoure les montages, laquelle découle du cadre légal. La directive (UE) 2024/1711 a encore complexifié cette lecture les concepts et principes s'entremêlant davantage encore et le cadre d'application n'étant plus clairement défini. Les nombreuses interrogations posées par cette directive ont fait l'objet d'interaction avec le SPW Energie, la CREG ou encore la Commission européenne sans à ce stade disposer d'une vision claire. Le *Energy Citizen's Package* devrait permettre de disposer de précisions utiles à terme en la matière.

De manière générale, en l'absence de facilitateur wallon pleinement actif, la CWaPE est amenée à répondre à toute une série de questions de la part d'acteurs, entités publiques ou citoyens en matière

de communautés d'énergie et de partage. La CWaPE a été amenée à constater les nombreuses infractions résultant d'une méconnaissance du cadre décrétal de la part de certains acteurs. Plusieurs procédures de mise en conformité ont été lancées en 2025 et ont permis de corriger les non-conformités constatées.

La CWaPE a ainsi instruit en 2025, 6 dossiers de notification de communautés d'énergie dont une déclarée non complète et non conforme. Fin 2025, on dénombrait en Région wallonne 8 communautés d'énergie dont la notification a été déclarée complète par la CWaPE, 7 activités de partage au sein de celles-ci et 16 activités de partage au sein d'un même bâtiment.

1.3.6 Une relation réseaux-marché de plus en plus complexe :

Au cours de l'année 2025, la CWaPE a été contrainte d'activer des procédures de mise en conformité puis de sanctions à l'égard des gestionnaires de réseaux de distribution en l'absence d'un fonctionnement correct de la plateforme de communication des données entre les gestionnaires de réseaux de distribution et les fournisseurs, détenue par lesdits gestionnaires.

En effet, de nombreuses données de mesure sont restées ainsi bloquées empêchant des processus ordinaires de marché de fonctionner (procédure de changement de registre, de changement de fournisseur, de déménagement…) voire empêchant tout simplement l'émission de factures intermédiaires ou de clôture. Les blocages constatés ont duré pour certains plus de 2 ans rendant en pratique l'impossibilité pour un client d'être actif dans le marché.

Au terme d'un long processus visant une amélioration des systèmes, la CWaPE n'a pu que constater l'impossibilité d'atteindre une amélioration suffisante que ce soit au sein de ladite plateforme ou dans les backends des gestionnaires de réseaux.

Si certains gestionnaires de réseau de distribution ont réussi à procéder au déblocage des points EAN impactés, plusieurs sanctions administratives ont dû être adoptées par la CWaPE à l'égard du gestionnaire de réseau de distribution ORES, lequel n'a pas réussi à se mettre en conformité dans les délais prévus par les procédures de mises en conformité. Certaines de ces sanctions font actuellement l'objet d'un recours devant la Cour des marchés (Cour d'appel de Bruxelles).

1.4 RÉGION BRUXELLES-CAPITALE

L'année 2025 peut être considérée comme une année de consolidation et de structuration sur le marché de l'énergie en général et en Région de Bruxelles-Capitale (RBC) en particulier.

1.4.1 Règlementation technique

L'année 2025 s'inscrit dans la continuité des réformes adoptées en 2023-2024, avec un accent sur la mise en œuvre opérationnelle en RBC.

Le règlement technique électricité a été amené à évoluer à nouveau, avec une proposition de modification introduite par Sibelga fin 2025 et visant notamment à renforcer le cadre relatif à la coordination des installations et à la gestion du réseau, en vue d'anticiper les défis liés à l'intégration croissante de nouveaux usages et de la production décentralisée.

Par ailleurs, le développement du réseau intelligent s'est poursuivi en 2025, notamment via la mise en place d'indicateurs de performance spécifiques encadrant le déploiement du Smart Grid, dans le cadre du mécanisme incitatif prévu par la méthodologie tarifaire 2025-2029 et de la feuille de route Smart

Grid précédemment approuvée par BRUGEL. Cette dynamique se traduit également par des projets opérationnels visant une meilleure observabilité et une gestion en temps réel du réseau.

Enfin, l'année 2025 marque l'entrée en application effective du cadre "plug & play", permettant le raccordement simplifié d'unités de production décentralisée et de batteries, concrétisant ainsi les évolutions réglementaires adoptées l'année précédente.

1.4.2 Tarifs de distribution

Sur le plan tarifaire, 2025 constitue la première année de la période tarifaire 2025-2029. Rappelons que les méthodologies tarifaires reflètent une approche équilibrée entre la maîtrise des coûts pour les ménages bruxellois, le soutien à la transition énergétique et l'incitation à une gestion efficiente des réseaux. Les principales évolutions concrètes sont l'évolution du modèle de régulation vers un modèle de type « revenue cap » et l'implémentation, à l'horizon 2028, d'une tarification évoluée. Cette tarification évoluée, d'application pour les utilisateurs du réseau de distribution < 56 kVA utilise les capacités offertes par les compteurs intelligents en cours de déploiement à Bruxelles et présente deux volets : un volet capacitaire, en €/kVA basé sur la puissance mise à disposition configurée le cas échéant dans l'organe de coupure du compteur intelligent et un volet proportionnel, en €/kWh portant sur 3 plages-horaires. En septembre 2025, et conformément à la méthodologie tarifaire, Sibelga a introduit sa feuille de route d'implémentation de la tarification évoluée et celle-ci sera approuvée par Brugel dans le courant de l'année 2026.

1.4.3 Transition énergétique

BRUGEL a poursuivi en 2025 l'exercice de sa compétence en matière d'autorisations pour les communautés d'énergie. La dynamique s'est confirmée avec 136 nouveaux projets de partage d'énergie enregistrés en 2025. Par ailleurs, 16 nouvelles communautés d'énergie ont été autorisées, portant leur total à 31 en Région de Bruxelles-Capitale, illustrant la montée en maturité du dispositif et la diversification des modèles de partage.

BRUGEL a accompagné cette évolution via le renforcement de ses outils d'analyse, notamment l'Observatoire du partage d'énergie, ainsi que par des actions de sensibilisation. Le développement des usages électriques s'est également poursuivi, en particulier dans la mobilité électrique.

Sur le plan européen, BRUGEL a consolidé son engagement au sein de l'AIB, notamment via le Gas Scheme Group, contribuant à la mise en place d'un système harmonisé de garanties d'origine pour le gaz, complémentaire à celui de l'électricité.

1.4.4 Pouvoir de sanction

En matière de contrôle du respect du cadre réglementaire, BRUGEL dispose d'une compétence lui permettant, le cas échéant, d'engager des procédures de sanction administrative conformément aux dispositions de l'ordonnance électricité.

En 2025, cette compétence s'est traduite par l'ouverture et le traitement de plusieurs procédures, portant notamment sur le respect de certaines obligations liées au fonctionnement du marché et à la mise en œuvre des dispositifs de comptage.

Ces interventions s'inscrivent dans une logique visant prioritairement à assurer la conformité des acteurs du marché et le bon fonctionnement du système, le recours à des sanctions effectives intervenant en dernier ressort.

2 LE MARCHE DE L'ELECTRICITE

2.1 RÉGULATION DU RÉSEAU

2.1.1 Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia)

Par arrêté ministériel du 13 janvier 2020, Elia Transmission Belgium a été désignée comme gestionnaire du réseau de transport d'électricité pour une période de vingt ans, mettant un terme au mandat d'Elia System Operator SA en tant que gestionnaire du réseau de transport[19]. La CREG avait rendu un avis positif dans ce cadre le 25 octobre 2019.

La CREG continue à contrôler le respect permanent des exigences de dissociation et d'indépendance prévues par la loi électricité. Dans ce cadre, elle examine notamment les modifications relatives aux mandats, fonctions et activités des administrateurs et membres des organes de gestion d'Elia Transmission Belgium et d'Elia Asset ainsi que l'indépendance des administrateurs indépendants. En 2025, elle a notamment rendu trois avis conformes relatifs à l'indépendance de nouvelles administratrices d'Elia Transmission Belgium et d'Elia Asset[20].

Par décision (B)2977 du 31 janvier 2025, la CREG a par ailleurs examiné l'incidence de l'opération "Eole", impliquant notamment l'entrée de Fluxys dans l'actionnariat indirect d'Elia Group, sur le respect par Elia Transmission Belgium des exigences prévues aux articles 9 à 9quater de la loi électricité. Elle a conclu qu'il n'y avait pas lieu de rouvrir la procédure de certification du gestionnaire du réseau de transport.

2.1.2 Réseaux fermés industriels

Sur proposition de la direction générale de l'Énergie, et après avis de la CREG et du gestionnaire du réseau, le ministre de l'Énergie peut conférer la qualité de gestionnaire de réseau fermé industriel, pour la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV, à la personne physique ou morale propriétaire d'un réseau ou disposant d'un droit d'usage sur celui-ci si elle en a fait la demande conformément à la loi électricité.

Selon la même procédure, le ministre peut reconnaître le réseau comme réseau fermé industriel sous réserve que les régions concernées aient la possibilité d'émettre un avis dans un délai de soixante jours.

Le 30 janvier 2025, la CREG a rendu une décision[21] relative à la modernisation de l'installation de production d'électricité de Zandvliet Power SA raccordé au réseau industriel fermé de la SA BASF Antwerpen.

[19] Arrêté ministériel du 13 janvier 2020 portant la désignation d'Elia Transmission Belgium SA en tant que gestionnaire du réseau conformément à l'article 10 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 27 janvier 2020).

[20] Avis (A)3045 relatif à l'indépendance de Madame Fabienne Bozet en tant qu'administratrice indépendante du conseil d'administration de la SA Elia Transmission Belgium et de la SA Elia Asset ; Avis (A)3055 Avis relatif à l'indépendance de Madame Astrid Pieron en tant qu'administratrice indépendante du conseil d'administration de la SA Elia Transmission Belgium et de la SA Elia Asset ; Avis (A)3056 Avis relatif à l'indépendance de Madame Nadine Lemaitre en tant qu'administratrice indépendante du conseil d'administration de la SA Elia Transmission Belgium et de la SA Elia Asset.

[21] Décision (B)2867 relative à la modernisation de l'installation de production d'électricité de Zandvliet Power SA raccordé au réseau industriel fermé de la SA BASF Antwerpen.

2.1.3 Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution

2.1.3.1 Région flamande

En 2025, il n'y a pas eu de modification législative en lien avec la dissociation des gestionnaires de réseau de distribution.

2.1.3.2 Région wallonne

Au cours de l'année 2025, la CWaPE a contrôlé la conformité des évolutions intervenues au sein des GRD par rapport aux dispositions applicables en matière de gouvernance.

2.1.3.3 Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2025.

2.1.4 Réseaux fermés professionnels

2.1.4.1 Région flamande

En 2025, il n'y a pas eu de modification législative en lien avec les réseaux fermés professionnels.

2.1.4.2 Région wallonne

En 2025, le régime d'autorisation des réseaux fermés professionnels d'électricité a été adapté afin d'étendre la procédure simplifiée de déclaration aux réseaux issus de la division d'un réseau interne existant au 27 juin 2014, en complément des deux catégories déjà éligibles. Pour le reste, le régime demeure inchangé : les nouveaux réseaux fermés professionnels restent soumis à une autorisation préalable du régulateur.

En 2025, la CWaPE a autorisé la création d'un nouveau réseau fermé professionnel d'électricité.

2.1.4.3 Région Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2025.

2.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

Depuis Le 20 octobre 2022, la CREG a établi par décision[22] un code de bonne conduite qui fixe les conditions pour le raccordement et l'accès au réseau de transport, la fourniture de services auxiliaires

[22] Décision (B)2409 du 20 octobre 2022 établissant le code de bonne conduite relatif aux conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et relatif aux méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions, et approuvant, dans ce cadre, la proposition d'Elia relative aux procédures de raccordement au réseau de transport.

et l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

2.2.1 Services d'équilibrage et les services auxiliaires

2.2.1.1 Les services de black-start

En 2024, la CREG a approuvé les propositions d'Elia relatives aux contrats types pour les services de reconstitution (en l'occurrence, le service de black-start) pour les périodes de fourniture à partir du 1er janvier 2025. Cette procédure d'adjudication concernait à la fois la capacité de black-start existante pour la période de fourniture 2027-2029 et, pour la nouvelle capacité de black start, une période de fourniture maximale de 10 ans à compter du 1er janvier 2029.

Elle a également approuvé[23] la proposition d'Elia concernant les procédures d'adjudication pour les services de puissance réactive pour la période 2025-2026.

À la suite de ces appels d'offres, la CREG a examiné, sur la base des rapports d'Elia, si les offres étaient manifestement déraisonnables. Le cas échéant, des décisions individuelles ont été prises afin d'imposer une obligation de service public pour la fourniture du service concerné, conformément aux dis positions de la loi électricité.

2.2.1.2 Service de puissance réactive

À l'initiative de la CREG et après une consultation publique à l'été 2025, la CREG a approuvé le code de bonne conduite pour la fourniture de services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence. La modification la plus importante concerne les modalités selon lesquelles la CREG peut autoriser une dérogation au principe de la fourniture fondée sur le marché de services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence.

2.2.1.3 Les offres de prix et de volumes pour les services auxiliaires

La CREG a approuvé, sous réserve de quelques remarques, les modifications proposées par Elia aux conditions et modalités applicables au responsable de la planification des indisponibilités (T&C OPA), aux modalités et conditions applicables au responsable de la programmation (T&C SA) et aux règles de coordination et de gestion des congestions. Ces modifications ont été présentées dans le cadre de la phase 1 du projet iCAROS, qui vise à maintenir la sécurité du réseau.

Afin de garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport, Elia doit pouvoir disposer en permanence de plusieurs services auxiliaires. Les modalités d'acquisition de ces services sont reprises dans le règlement technique du 22 avril 2019 pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

Afin de maintenir à un niveau raisonnable les coûts des services auxiliaires non liés à la fréquence (à savoir le service black start et le service de réglage de la tension et de la puissance réactive), la loi électricité oblige Elia à adresser à la CREG un rapport sur les prix qui lui sont proposés pour la fourniture des services auxiliaires. Ensuite, en vertu de la disposition transitoire de l'article 30 de la loi du 23 octobre 2022, la CREG peut imposer une obligation de service public pour la fourniture du service aux candidats concernés si elle juge les prix manifestement déraisonnables.

[23] Décision (B)2783 du 25 avril 2024 relative à la proposition d'Elia Transmission Belgium SA de procédures d'appel d'offres pour des services de puissance réactive pour la période 2025- 2026.

Le 2 avril 2025, Elia a remis à la CREG son rapport sur les offres reçues dans le cadre de l'adjudication pour la période 2027-2029/2038. La CREG a remis son propre rapport à Elia le 22 mai 2025. Les offres reçues concernaient toutes la période de fourniture 2027-2029.

En 2025, la CREG a reçu un rapport d'Elia sur les services de reconstitution (en l'occurrence, le service black start) en 2027-2029. La CREG a analysé ce rapport et a conclu qu'aucune des offres reçues par Elia n'était manifestement déraisonnable.

2.2.1.4 Les volumes activés

Cette capacité d'équilibrage permet de disposer en temps réel d'une énergie d'équilibrage suffisante pour neutraliser les déséquilibres dans la zone de réglage belge (ci-après : « zone RFP »). Ce processus d'équilibrage permet de régler la fréquence de manière efficace et efficiente à 50 Hz. La méthode que le gestionnaire de réseau de transport doit suivre pour activer l'énergie d'équilibrage est décrite dans les règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires.

Les fournisseurs de services d'équilibrage (ci-après dénommés « BSP ») soumettent leur énergie d'équilibrage disponible à Elia via le marché d'équilibrage. Les règles et conditions auxquelles Elia et les BSP doivent se conformer, ainsi que les règles de fonctionnement des marchés d'équilibrage, sont décrites pour chaque service dans les conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage (T&C BSP).

Si l'énergie d'équilibrage disponible est insuffisante pour neutraliser les déséquilibres, Elia peut également prendre des mesures correctives supplémentaires pour gérer les écarts de fréquence. Ces mesures sont décrites dans les accords d'exploitation du bloc RFP.

En 2025, les activations destinées à compenser les déséquilibres de la zone de régulation ont augmenté de 18,5 % par rapport à 2024, pour atteindre 1 517 GWh. La part des réserves automatiques de rétablissement de fréquence (aFRR) dans ces activations s'élevait à 55,4 % en 2025, contre 26,2 % en 2024 et 23,7 % en 2023. Cette hausse est principalement due à l'interconnexion du marché belge de l'équilibrage avec les marchés d'équilibrage voisins pour l'échange de réserves automatiques de rétablissement de fréquence. En 2025, 182 GWh de réserves de rétablissement de fréquence manuelles (mFRR) ont été activés, contre 330 GWh en 2024 et 388 GWh en 2023. La forte augmentation des volumes activés d'aFRR a donc entraîné une baisse des ressources mFRR activées. L'IGCC a partiellement compensé la hausse des activations d'aFRR et a pris en charge 492 GWh en 2025, contre 614 GWh en 2024 et 667 GWh en 2023. En 2025, on comptait 660 GWh d'activations à la hausse et 858 GWh d'activations à la baisse.

L'IGCC est à l'origine de 32,5 % des activations à la hausse et de 32,4 % des activations à la baisse, ce qui démontre son importance en tant qu'outil d'équilibrage dont dispose Elia pour compenser les déséquilibres en Belgique.

La CREG note également que la compensation des déséquilibres s'effectue via le marché européen d'équilibrage pour l'échange de réserves de rétablissement automatique de fréquence. La part totale des échanges via cette plateforme européenne s'élevait à 84,2 % des activations à la hausse et à 90,1 % des activations à la baisse, ce qui souligne l'importance de cette plateforme pour l'équilibrage en Belgique.

2.2.1.5 Le prix de la compensation des déséquilibres individuels

Le tarif de déséquilibre est basé sur le principe du prix marginal unique prenant en compte le déséquilibre du responsable d'accès et le sens du déséquilibre de la zone de réglage.

En 2025, le prix moyen des déséquilibres positifs et négatifs s'est élevé à 83,06 €/MWh, soit une hausse de 18,73 % par rapport à 2024. Les prix de déséquilibre sont restés fortement corrélés au prix du marché day-ahead au cours de l'année[24].

2.2.2 Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture

2.2.2.1 Niveau fédéral

Sécurité et fiabilité du réseau : le lecteur est renvoyé au point 2.2.1 du présent rapport.

Les normes en matières de qualité de service et de fourniture : conformément aux dispositions des règlements techniques, Elia veille à ce que la tension au point de raccordement réponde aux dispositions de la norme EN 50160.

2.2.2.2 Région flamande

Le VNR surveille la sécurité et la fiabilité des réseaux de distribution et du réseau de transport local d'électricité, ainsi que la qualité de la prestation de service des GRD, notamment lors de l'exécution des réparations et de l'entretien et sur le plan du temps dont les GRD ont besoin pour réaliser des raccordements et des réparations. Il a publié son rapport annuel sur la qualité du service et la responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution et du gestionnaire du réseau de transport local en Région flamande[25].

2.2.2.3 Région wallonne

En concertation avec la CWaPE, les GRD établissent chacun un plan d'adaptation du réseau dont ils assument respectivement la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables.

Pour mémoire, une nouvelle version de l'arrêté du Gouvernement wallon approuvant le règlement technique pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité en Région wallonne et l'accès à ceux-ci a été publiée le 15/07/2021 au Moniteur belge. Les modalités pratiques d'établissement du plan d'adaptation sont reprises à l'article II.2 du règlement technique.

La CWaPE reçoit également, une fois par an et en annexe du plan d'adaptation, un rapport sur la qualité des prestations des GRD. Les données communiquées dans ce rapport font l'objet d'une analyse et sont, au besoin, discutées lors d'une réunion de travail CWaPE-GRD.

Chaque année, la CWaPE remet un avis[26] sur les plans d'adaptation et, depuis cette année, un rapport[27] sur les indicateurs qualité transmis par les GRDs.

[24] Note (Z)3151 du 18 décembre 2025 relative aux évolutions marquantes sur les marchés belges de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2025.
[25] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-14
[26] https://www.cwape.be/publications/document/6261
[27] https://www.cwape.be/publications/document/6713

2.2.2.4 Région Bruxelles-Capitale

Le GRD est tenu de remettre chaque année un rapport sur la qualité de ses services à BRUGEL. Ce rapport constitue un des éléments importants pris en considération dans le cadre de l'analyse des plans d'investissements puisqu'ils permettent d'identifier des problèmes ponctuels ou structurels des réseaux concernés. La qualité d'alimentation est suivie sous deux principaux axes : la continuité de l'alimentation (liée aux interruptions) et la qualité de la fourniture (liée à la qualité de la tension ou de la pression du gaz) et évaluée sur base du nombre de plaintes introduites par les utilisateurs auprès de SIBELGA/ELIA.

En 2025, il ressort que 1 800 interruptions de l'alimentation électrique ont été enregistrées à Bruxelles. Ces interruptions ont principalement pour origine des incidents survenus sur le réseau BT de SIBELGA (en diminution par rapport aux années précédentes) et dans une moindre mesure sur les réseaux HT (ELIA), MT (SIBELGA).

Comme pour les années précédentes, les interruptions des consommateurs bruxellois sont principalement causées par des interruptions non planifiées. En 2025, un consommateur bruxellois a, en moyenne, été privé d'électricité pendant 8 minutes et 53 secondes en haute tension (contre 6 minutes et 7 secondes en 2024) et pendant 9 minutes et 49 secondes en basse tension (contre 10 minutes et 59 secondes en 2024).

2.2.3 Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations

2.2.3.1 Niveau fédéral

Sur le réseau de transport fédéral, l'AIT (*Average Interruption Time*) était de 52 secondes en 2025 (contre 17 secondes en 2024) et l'AID (*Average Interruption Duration*) de 12 minutes et 12 secondes (contre 9 minutes et 55 secondes en 2024).

Sur la base des indicateurs AIT et AID, la disponibilité du réseau de transport en 2025 était comparable à celle de l'année précédente.

En 2025, 18 incidents se sont produits sur le réseau de transport (37 en 2024), dont 17 sur le réseau 150 kV, 1 sur le réseau 220 kV et aucun sur le réseau 380 kV. Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure pour le client. En cas d'interruption, une tentative de réenclenche ment automatique n'a été effectuée que dans 8 cas, à savoir sur le réseau 150 kV. 50 % de ces tentatives ont été couronnées de succès. En 2025, il y a eu moins d'incidents que l'année précédente.

Dans 2 cas, une liaison du réseau de transport fédéral a été indisponible pendant plus de 24 heures. Les délais d'indisponibilité pour ces liaisons se sont situés entre 5 et 8 jours.

2.2.3.2 Région flamande

2.2.3.2.1 Raccordements

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants[28]:

- raccordement « simple » (basse tension, < 25 kVA (ou > 25 kVA dans le cas le GRD juge qu'un renforcement/extension du réseau n'est pas nécessaire), sans ou avec injection ≤ 10 kVA) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans les 15 jours calendrier à partir de la date du paiement du montant de l'offre de raccordement ;
- raccordement « pas simple »: le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans un délai de 18 semaines, pour des connexions jusqu'à 5 MVA. Seulement dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation, le gestionnaire de réseau peut dévier de ces délais. Le raccordement des installations CHP ou RES-e ne peut pas dépasser 24 mois, sauf dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation ;
- raccordement *au réseau de transport local d'électricité:* délai indiqué dans le contrat de raccordement.

En 2025, 46 plaintes ont été traitées pour non-respect des délais (104 en 2024). Des informations détaillées figurent dans le rapport sur la qualité du service et la responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et du gestionnaire du réseau local de transport d'électricité en Région flamande en 2025.

En ce qui concerne les retards de raccordement, 17 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des GRD d'électricité en 2025. Dans 10 dossiers traité (quelle que soit l'année du demande), les GRD ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 115.484,65 EUR.

2.2.3.2.2 Réparations

En 2025, une plainte a été reçue pour ne pas avoir commencé dans les temps des travaux de réparation visant à résoudre une panne sur le réseau de distribution ou le raccordement (2 heures après la notification). Dans ce cas également, les informations relatives à l'année 2025 seront disponibles dans le rapport qualité 2025, qui sera publié sur le site Internet VNR.

[28] Règlement technique, Article 2.2.39 : https://assets.vlaamsenutsregulator.be/2026-04/Technisch%20reglement%20distributie%20elektriciteit%20versie%202026%20-%20%28T1%290.pdf?VersionId=i0oEezUplD4nK0OEQUMghVYZ0WfwoAYV

2.2.3.3 Région wallonne

2.2.3.3.1 Raccordements

En matière d'électricité, les délais de raccordement, en ce compris la modification du raccordement existants, sont les suivants[29] :

- pour le raccordement des clients résidentiels : sauf convention contraire, 30 jours calendrier à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis. Lorsqu'un renforcement ou une extension du réseau en amont des travaux de raccordement est indispensable, le délai est porté à soixante jours calendrier ;
- pour les autres clients de la basse tension : délai mentionné dans le courrier adressé par le gestionnaire de réseau au client, et reprenant les conditions techniques et financières du raccordement.

En ce qui concerne les retards de raccordement, 35 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des GRD d'électricité en 2025. Cinq indemnisations ont été versées pour un montant de 29 742,58 EUR. A noter que 13 autres demandes étaient toujours en cours de traitement au moment du reporting et pourraient donner lieu à une indemnisation.

2.2.3.3.2 Réparations

En ce qui concerne les réparations, les GRD disposent de 2 heures pour être sur place et ensuite 4 heures pour procéder à la réparation. S'ils estiment ne pas pouvoir réparer endéans ce dernier délai et sauf impossibilité technique, une alimentation provisoire doit être opérée dans le même délai.

Dans le cadre des rapports annuels qualité déjà évoqués ci-avant, le dépassement de ces délais, de même que les performances en termes de service sont également monitorés par la CWaPE.

En ce qui concerne les interruptions de fourniture non-planifiées de plus de six heures consécutives, les rapports des GRD relatifs à l'année 2025 ne sont pas encore disponibles. Des statistiques à ce sujet mais aussi au sujet des indicateurs qualité en général seront publiées dans le courant du second semestre de 2026. (cf. rapport sur les indicateurs qualité 2025).

2.2.3.4 Région de Bruxelles-Capitale

2.2.3.4.1 Raccordements

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants :

- pour le raccordement à la haute tension : une demande de raccordement à la haute tension est précédée d'une étude de détail. L'étude de détail peut être, à la demande du demandeur, précédée d'une étude d'orientation. L'étude d'orientation a pour but d'établir un avant-projet de raccordement à la haute tension. L'étude de détail a pour but d'établir un projet de raccordement à la haute tension. Ce projet de raccordement re-

[29] Article 25 *quater* du Décret du 12 avril 2001.

prend les modalités et les délais de réalisation du raccordement avec indication des hypothèses prises en considération, notamment les délais nécessaires à l'obtention des permis ou autorisations auprès des autorités compétentes ou aux éventuelles adaptations à apporter au réseau de distribution ;

- pour le raccordement des clients résidentiels à la basse tension : 20 jours calendrier à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement.

Si la capacité de raccordement demandée est supérieure à 56 kVA, ou si le GRD estime qu'un raccordement en basse tension n'est envisageable que moyennant extension ou renforcement du réseau de distribution, la procédure de l'étude d'orientation est la même que celle prévue dans la procédure de raccordement en haute tension.

2.2.3.4.2 Réparations

En cas d'interruption non planifiée de l'alimentation du réseau de distribution ou du raccordement, les services du GRD doivent être sur les lieux de la coupure avec les moyens appropriés dans les deux heures qui suivent l'appel de l'utilisateur du réseau de distribution pour commencer les travaux de réparation qui conduisent au rétablissement de l'alimentation.

Sauf cas de force majeure, impossibilité technique ou circonstances exceptionnelles (tempêtes, violents orages, chutes de neige importantes…), s'il constate que la réparation nécessitera plus de quatre heures, le GRD prend ses dispositions pour rétablir l'alimentation du réseau par tout moyen de production provisoire qu'il jugera utile, de préférence à partir de la cabine.

Dans le cadre de ses missions de contrôle, BRUGEL est attentive au suivi des incidents qui se produisent sur les réseaux d'électricité et de gaz. Lorsqu'un incident « important » se produit sur ces réseaux, BRUGEL demande systématiquement un rapport d'explication au gestionnaire de réseau concerné.

Raison	Nombre de plaintes	Plaintes fondées	Plaintes non fondées
Interruption non planifiée de plus de 6h	384	309	75
Absence de fourniture suite à une erreur administrative	12	6	6
Absence de fourniture suite à un retard de raccordement	4	0	4
Dommage subi suite à une faute du GRD	112	19	93

Figure 1 : incidents sur le réseau de distribution - Brugel

2.2.3.5 <u>Plan de délestage</u>

En 2025, le plan de délestage d'Elia n'a pas été activé.

2.2.3.6 Réserve stratégique

Le lecteur est renvoyé Rapport National de la Belgique 2024, section 1.1.

L'accès à la gestion de la demande

En 2025, la CREG a approuvé une modification des règles organisant le transfert d'énergie proposée par Elia[30]. Cette modification étend notamment l'application du mécanisme de transfert d'énergie au marché de l'aFRR ainsi qu'aux clients raccordés en basse tension participant au marché de la mFRR.

2.2.3.7 Le CRM et la sécurité d'approvisionnement

- Réglementation : le lecteur est renvoyé à la section 1.1. du présent rapport.
- Dérogation au plafond de prix intermédiaire : la CREG a fixé, pour les enchères 2025, les conditions formelles et matérielles des demandes de dérogation au prix maximal intermédiaire (IPC) dans le cadre du mécanisme de rémunération de la capacité. Ces conditions tiennent compte du fait que 2025 est la première année où une enchère T-2 sera organisée, en offrant au demandeur la possibilité de préciser si sa demande concerne une enchère T-1, T-2 ou T-4[31].

La CREG a également évalué le bien-fondé des demandes de dérogation au prix maximal intermédiaire et communiqué ses décisions aux acteurs du marché concernés.[32]

2.2.3.8 Adoption de nouvelles règles de fonctionnement

Conformément à la loi électricité, et notamment en vue des enchères prévues en octobre 2025, la CREG a approuvé, par décision du 15 mai 2025, la version 2025 des règles de fonctionnement du CRM.[33] Ces règles de fonctionnement ont fait l'objet d'une proposition transmise par le gestionnaire de réseau de transport le 1er février 2025, après avoir été soumise à consultation publique. Elles ont été approuvées par arrêté royal du 4 juillet 2025 en vue de leur entrée en vigueur.[34]

- Scénarios de référence : la CREG a fait une proposition[35] de scénario de référence en vue de préparer les enchères T-4, T-2 et T-1 qui auront lieu en 2026.101 Le scénario de référence a été établi sur la base de cette proposition.

[30] Décision (B)3113 du 18 décembre 2025 relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium concernant les règles organisant le transfert d'énergie.

[31] Décision (B)2982 du 27 mars 2025 relative aux conditions formelles et matérielles auxquelles une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire doit se conformer.

[32] Décisions (B)3068, (B)3069, (B)3070, (B)3071, (B)3072, (B)3073, (B)3074, (B)3075, (B)3076, (B)3077, (B)3078, (B)3078, (B)3079, (B)3080 en (B)3081 du 18 septembre 2025.

[33] Décision (B)2981 du 15 mai 2025 établissant les Règles de Fonctionnement du Mécanisme de Rémunération de Capacité.

[34] Arrêté royal du 4 juillet 2025 modifiant l'arrêté royal du 30 mai 2021 portant approbation des règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité, conformément à l'article 7*undecies*, § 12, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 23 juillet 2025).

[35] Arrêté ministériel fixant le scénario de référence pour les enchères T-4, T-2 et T-1 en 2026, conformément à l'article 3, § 7, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres déterminant le volume de capacité à acquérir, y compris leur méthode de calcul, ainsi que les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'octroi de dérogations individuelles à l'application des plafonds de prix intermédiaires dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (Moniteur belge du 10 octobre 2025).

- Valeurs intermédiaires : la CREG a fait trois propositions[36] de valeurs intermédiaires en vue de préparer les enchères T-4, T-2 et T-1 qui auront lieu en 2026.103 Les valeurs intermédiaires ont été fixées sur la base de ces propositions.
- Validation des résultats de la mise aux enchères : la CREG a validé les résultats de l'enchère T-1 organisée par Elia en 2025 pour la période de fourniture de capacité 2026 2027[37], de l'enchère T-2 pour la période de fourniture de capacité 2027-2028[38] et de l'enchère T-4 pour la période de fourniture de capacité 2029-2030[39]. La CREG a constaté, notamment sur la base du rapport d'analyse de l'auditeur du marché de capacité qu'elle a désigné, que l'enchère s'est déroulée conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables.

2.2.4 Energie renouvelable : raccordement planifié et réalisé, description des règles et procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité, évolution de la capacité installée *offshore* et *on-shore* et de l'électricité verte produite

2.2.4.1 Niveau fédéral

L'établissement d'installations de production d'électricité et de grandes installations de stockage d'énergie est soumis à l'octroi préalable d'une autorisation individuelle délivrée par la ministre fédérale de l'Énergie sur avis de la CREG.

Dans ce contexte, la CREG a rendu 11 avis en 2025[40] .

L'établissement de nouvelles installations de production belges comportant une puissance nette développable inférieure ou égale à 25 MWe est par contre exempté de l'autorisation ministérielle préalable, mais est soumis à une obligation de déclaration préalable à la CREG et au ministre fédéral de l'Énergie. En 2025, la CREG a reçu 8 déclarations de ce type pour une puissance totale installée de 64,19 MWe.

L'évolution de la puissance installée depuis 2009 est illustrée à la figure 1. Les neuf parcs éoliens sont pleinement opérationnels depuis décembre 2020. En 2025, tous les parcs éoliens offshore ont injecté ensemble 6 780 GWh dans le réseau de transport (contre 7 054 GWh en 2024). La production nette d'électricité (avant transformation) de toutes les éoliennes offshore certifiées s'élevait à 6 912 GWh pour l'année 2025, soit une légère baisse par rapport à l'année précédente. La production nette mensuelle par titulaire de concession domaniale est illustrée à la figure 2.

La CREG attribue un certificat vert par MWh net produit. Les certificats verts octroyés dans le cadre de la production nette des parcs éoliens offshore C-Power, Belwind, Northwind, No belwind, Norther, Rentel et Northwester 2 représentent un montant de 456,24 millions d'euros.

[36] Arrêté ministériel du 29 septembre 2025 fixant les valeurs intermédiaires pour les enchères T-4, T-2 et T-1 en 2026, conformément à l'article 4, § 3, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres déterminant le volume de capacité à acquérir, y compris leur méthode de calcul, ainsi que les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'octroi de dérogations individuelles à l'application des plafonds de prix intermédiaires dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, (Moniteur belge du 10 octobre 2025).
[37] Décision (B)3121 du 30 octobre 2025 relative à la validation des résultats de la Mise aux enchères un an avant la période de fourniture de capacité 2026-2027, organisée par Elia Transmission Belgium.
[38] Décision (B)3122 du 30 octobre 2025 relative à la validation des résultats de la Mise aux enchères deux ans avant la période de fourniture de capacité 2027-2028, organisée par Elia Transmission Belgium.
[39] Décision (B)3123 du 30 octobre 2025 relative à la validation des résultats de la Mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité 2029-2030, organisée par Elia Transmission Belgium.
[40] Les entreprises concernées par ces avis sont mentionnées au point 5.9 du rapport annuel 2025 de la CREG.

Conformément à l'article 14, § 1er *septies*, de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables, le système d'avances visant à soutenir la production d'électricité verte s'applique aux installations de production des concessions domaniales de Northwester 2, Mermaid et Seastar. En 2025, un montant de 82,26 millions d'euros a été versé au titre des avances, des avances complémentaires et des décomptes intermédiaires. Le régime d'avances a pris fin en 2025 pour tous les parcs. Pour Northwester 2, la CREG a déjà établi le décompte final[41].

Le coût total du soutien à l'énergie éolienne offshore s'élève à 538,5 millions d'euros en 2025, compte tenu du coût d'achat des certificats verts et du système d'avances.

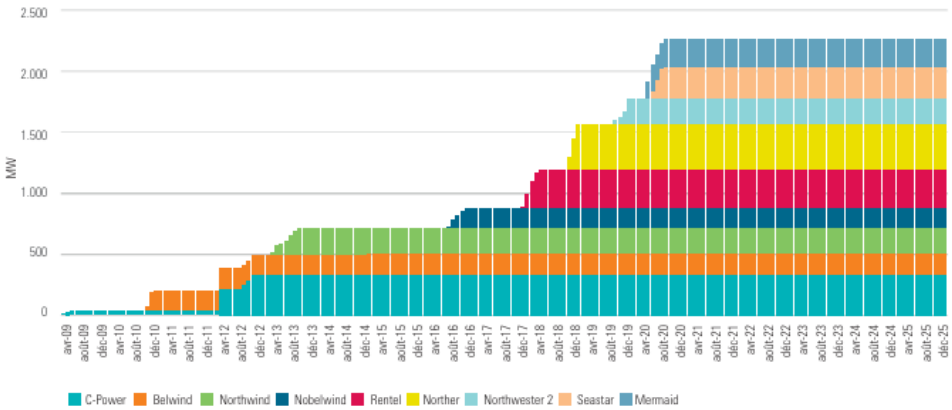


Figure 2 : Evolution de la puissance installée en énergie éolienne offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2025 (source: CREG)

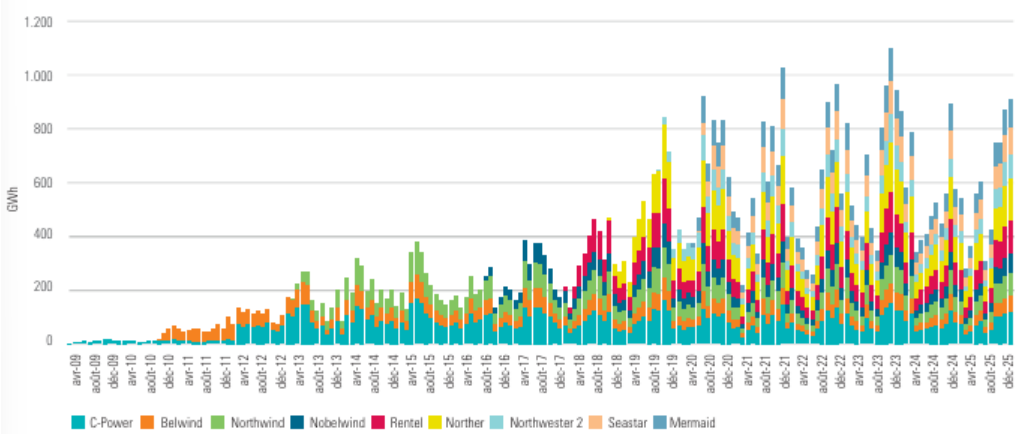


Figure 3 : Production nette d'électricité verte offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2025 (source: CREG)

La CREG gère une base de données centrale dans laquelle les producteurs d'énergie éolienne offshore peuvent enregistrer leurs garanties d'origine (GO) et qui permet d'effectuer des transactions avec d'autres bases de données belges et européennes. Pour ce faire, la CREG est restée un membre actif de *l'Association of Issuing Bodies* (AIB), une association qui gère la norme EECS et le hub qui relie la majorité des bases de données européennes entre elles. En 2025, l'audit du domaine islandais a été achevé, la CREG y ayant participé en tant que membre-réviseur. Un ordre de rectification de l'AIB a été émis concernant ce domaine. L'approbation de l'audit a démontré que celui-ci avait été correctement exécuté.

[41] Décision (B)3061 relative au rapport sur les décomptes des volumes et des prix pour les installations de la concession domaniale de Northwester 2.

2.2.4.2 Région flamande

2.2.4.2.1 Raccordement planifié et réalisé

Un aperçu des installations de production décentralisées connectées peut être consulté sur le site web de Fluvius[42].

2.2.4.2.2 Procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité

Concernant le raccordement d'électricité, les articles les articles 2.2.29 §4 et 2.2.34 §1 du Règlement Technique sur la distribution de l'électricité prescrivent que le GRD doit donner priorité aux applications des nouvelles installations CHP et de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dans le traitement des applications pour une étude exploratoire et les investigations des applications de raccordement.

Quant à *l'accès* au réseau, le Règlement Technique sur la distribution de l'électricité contient aucune disposition concernant la priorité d'accès aux installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en cas de congestion. Il a été déterminé par le passé, mais a été supprimé. Le dispatching prioritaire est, en effet, interdit, sauf dans des cas spécifiques. Ceci en vertu de la réglementation européenne modifiée[43].

2.2.4.2.3 Evolution de la capacité installée en énergie renouvelable et de l'électricité verte produite

Le tableau ci-dessous offre un aperçu de la puissance installée, pour laquelle des certificats verts et/ou des garanties d'origine sont octroyés par technologie. Les données relatives à 2025 seront disponibles à la fin du mois d'octobre 2026.

Source d'énergie	2020	2021	2022	2023	2024
Biomasse	457.981	427.057	490.076	441.176	211.584
Biogaz	149.578	149.900	152.370	152.360	129.981
Onshore	1.347.117	1.519.168	1.774.809	1.875.172	1.895.164
Energie hydraulique	3.022	3.022	7.732	7.732	7.754
Energie solaire	4.000.246	4.328.260	5.029.172	6.218.468	7.041.137
Total	**5.957.944**	**6.427.410**	**7.454.160**	**8.694.910**	**9.285.620**

Figure 4 : Evolution de puissance installée (en KW) en sources d'énergie renouvelables en Flandre

[42] https://opendata.fluvius.be/explore/dataset/1_20-lijst-van-decentrale-productie-installaties-gekoppeld-aan-het-distributiene/information/

[43] Conformément à l'article 12, paragraphes 1 et 2, du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité.

2.2.4.3 Région wallonne

2.2.4.3.1 Volumes d'énergie renouvelable produite

L'évolution de l'énergie produite par les installations de production renouvelable est présentée dans le graphique suivant.

À noter que les données rapportées par les GRD ont connu une modification significative à partir du rapportage pour l'année 2023. Jusque-là, les données pour les petites unités de production (<= 10 kVA), n'étaient pas communiquées. Pour les années antérieures, les données disponibles pour cette gamme de puissance ne distinguent pas les filières bien qu'il soit établi qu'il s'agit principalement d'unités photovoltaïques. A partir de 2023, les petites unités de production (<= 10 kVA) ont été intégrées dans leur filière respective ce qui explique la croissance significative des chiffres de la filière photovoltaïque.

L'énergie renouvelable produite est en progression de pratiquement 5% en 2025 par rapport à 2024. Cette progression est principalement due au photovoltaïque.

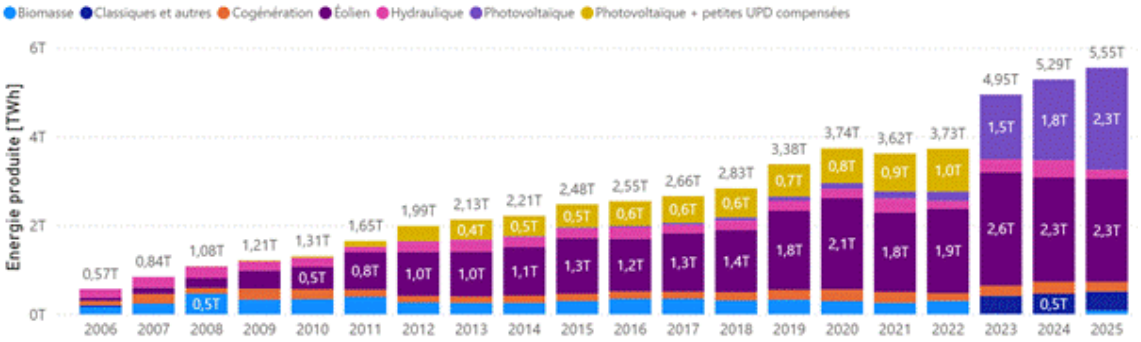


Figure 5 : Evolution de l'énergie produite pour les unités de production décentralisée en Région wallonne, par filière, de 2006 à 2025 (YWh)

Les mêmes données sous forme tabulaire sont données ci-dessous pour les 5 dernières années.

Type de production	2020	2021	2022	2023	2024	2025
⊞ **Biomasse**	294.702	255.502	299.894	8.970	8.910	85.799
⊞ **Classiques et autres**	25	761	359	403.377	455.731	427.446
⊞ **Cogénération**	263.603	246.038	175.023	231.929	269.270	217.022
⊞ **Éolien**	2.060.549	1.792.599	1.904.930	2.558.798	2.347.738	2.322.932
⊞ **Hydraulique**	206.557	314.281	172.579	290.193	392.161	204.488
⊞ **Photovoltaïque**	131.900	159.839	212.740	1.454.431	1.815.797	2.295.601
⊞ **Photovoltaïque + petites UPD compensées**	779.946	852.395	962.453			
Total	3.737.282	3.621.416	3.727.978	4.947.697	5.289.606	5.553.289

Figure 6 : Chiffre de production des unités décentralisées en MWh pour les 5 dernières années

2.2.4.3.2 Procédures d'accès au réseau et description des droits de priorité

En moyenne et haute tension, le raccordement des unités de production décentralisées s'effectue via un régime d'accès flexible octroyant, dans certains cas, le droit pour le producteur de bénéficier d'une compensation financière à la suite d'un ordre de réduction d'injection émis par le gestionnaire de réseau. De manière complémentaire, lorsqu'il apparaît qu'une demande de raccordement pourrait

conduire à des situations de congestion, une analyse coût-bénéfice est menée pour examiner l'opportunité économique d'un investissement de renforcement du réseau.

Par ailleurs, conformément au décret électricité, la CWaPE a publié en août 2023 une proposition d'arrêté du Gouvernement wallon relatif à la gestion des congestions issues des unités de production et de stockage d'électricité raccordées sur le réseau moyenne et haute tension. Cette proposition, établie après concertation avec les acteurs concernés et soumise au Gouvernement wallon, porte sur la mise en œuvre des nouvelles dispositions du décret électricité relative à la flexibilité règlementaire, celles-ci ayant pour principaux objectifs de :

- limiter le risque contractuel des producteurs sans coût déraisonnable pour la société ;
- limiter à la charge administrative associée à l'établissement des analyses coût-bénéfice ;
- créer un cadre légal pour les unités de stockage ;
- simplifier le régime pour les unités de production décentralisées raccordées en basse tension.

2.2.4.4 Région de Bruxelles-Capitale

2.2.4.4.1 Raccordements réalisés[44]

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nombre d'unités de production	2.486	4.102	1.906	4.900	3.625	4.778	2.634
Capacité installée (MWe)	41,40	74,01	20,27	48,20	40,56	45,22	23,09

Figure 7 : Nombre de nouvelles unités de production renouvelables

2.2.4.4.2 Procédures d'accès au réseau et description des droits de priorité

Le cadre législatif en matière d'accès au réseau et de raccordement des installations de production est repris dans le règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

Le règlement technique indique que les raccordements des unités de production d'électricité répondent, pour les aspects techniques, aux prescriptions techniques de Synergrid C 10/11 et aux prescriptions techniques spécifiques complémentaires pour le raccordement des installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution.

Le règlement technique spécifie également que le GRD donne la priorité, dans la mesure du possible compte tenu de la continuité d'approvisionnement nécessaire, une priorité aux demandes relatives à des installations de production d'électricité verte.

[44] Ces données sont actualisées sur l'observatoire du site de BRUGEL : https://liens.brugel.brussels/PackSER

2.2.4.4.3 Evolution de la capacité installée en énergie renouvelable et de l'électricité verte produite[45]

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Biogaz	3,104	3,104	3,739	3,739	3,739	3,739	3,739
Déchets municipaux	51,000	51,000	51,000	51,000	51,000	51,000	51,000
Eolien	0,002	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
Huile de colza	1,642	1,642	1,642	1,642	1,642	1,642	1,642
Solaire	130,850	200,470	214,230	259,850	291,420	326,070	348,940
Total (MWe)	**186,600**	**256,230**	**270,620**	**316,240**	**347,810**	**382,460**	**405,330**
Production (GWh)	**352,724**	**366,043**	**428,734**	**462,621**	**469,542**	**475,799**	**528,585**

Figure 8 : Evolution de la puissance installée cumulée (en MW) par source d'énergie renouvelable et de la production d'électricité verte totale (GWh)

Pour le moment, seules deux éoliennes d'une puissance totale de 12,4 kW sont installées à Bruxelles et certifiées par BRUGEL.

2.3 TARIFS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

2.3.1 Tarifs de transport (ELIA)

2.3.1.1 Méthodologie tarifaire :

Le 30 juin 2022, la CREG adoptait l'arrêté (Z)1109/11 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027 (voir rapport annuel 2022).

Le 29 février 2024, la CREG a décidé[46] de modifier cet arrêté. Les modifications concernent l'introduction d'un cadre régulatoire pour le *Modular Offshore Grid* II et une adaptation du taux sans risque.

La méthodologie tarifaire 2024-2027 prévoit pour le transport d'électricité une série d'incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau. La CREG en fixe les modalités finales, notamment le mode de calcul des indicateurs utilisés et le mode de fixation des objectifs, après consultation des acteurs du marché et avant l'introduction de la proposition tarifaire.

[45] Ces données sont mises à jour sur l'observatoire du site de BRUGEL : https://liens.brugel.brussels/PackSER

[46] Arrêté (Z)1109/12 du 29 février 2024 portant modification de l'arrêté (Z)1109/11 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027. Les étapes suivantes ont précédé l'adoption de la décision (Z)1109/12 : le 10 novembre 2023, une réunion de concertation a eu lieu entre la CREG et Elia Transmission Belgium concernant une modification de la méthodologie tarifaire, plus précisément en ce qui concerne le calcul du taux d'intérêt sans risque et les dispositions relatives au Modular Offshore Grid II. La consultation publique de la CREG sur le projet de décision visant à modifier la méthodologie tarifaire s'est déroulée du 23 novembre au 22 décembre 2023. La CREG a ensuite soumis à la Chambre des a transmis aux députés un projet d'arrêté modifiant l'arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour la période de régulation 2024-2027. La CREG n'ayant reçu aucune observation de la part de la Chambre des représentants, elle a approuvé, le 29 février 2024, la décision modifiant la décision fixant la méthodologie tarifaire pour la période réglementaire 2024-2027.

Dans le cadre de ces incitants, la CREG a pris une décision[47] concernant les objectifs qu'Elia doit atteindre en 2026 dans le cadre de l'incitant visant à promouvoir l'équilibre du système, tel que prévu à l'article 27 de la méthodologie tarifaire. La décision reprend six des sept projets proposés par Elia, avec certaines adaptations, ainsi que deux projets proposés par la CREG. Ces deux derniers projets sont basés sur le output et comprennent donc des objectifs concrets basés sur des KPI (liquidité sur le marché d'équilibrage aFRR et degré de couplage avec la plateforme européenne aFRR).

La CREG a par ailleurs décidé[48] de soutenir 12 projets de re cherche et développement soumis par Elia dans le cadre de l'incitant à l'innovation pour l'année 2026.

2.3.1.2 Tarif de transport

Le 9 novembre 2023, la CREG approuvait la proposition tarifaire adaptée soumise par Elia pour la période régulatoire 2024-2027 (voir rapport annuel 2023).

La CREG a approuvé[49] les tarifs proposés par Elia pour les obligations de service public et les taxes et surcharges, d'application du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026

2.3.1.3 Soldes

La méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité prévoit que le gestionnaire du réseau soumet chaque année à l'approbation de la CREG un rapport tarifaire relatif à l'année écoulée. Pour l'année 2024, les différentes corrections apportées à la demande de la CREG ont entraîné, à l'avantage des utilisateurs du réseau, une augmentation de 9 995 983 € de la dette du gestionnaire du réseau envers les futurs tarifs.[50]

2.3.2 Tarifs de distribution

2.3.2.1 Niveau fédéral

Il est renvoyé aux prochaines sections du présent rapport national.

2.3.2.2 Région flamande

2.3.2.2.1 Méthodologie tarifaire

Le 21 juin 2024 le VNR a publié la méthodologie tarifaire pour la période de régulation 2025-2028.[51]

[47] Décision (B)658E/89 du 17 octobre 2024 sur la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée introduite par la SA Elia Transmission Belgium relative aux tarifs pour les obligations de service public et aux taxes et surcharges, d'application à partir du 1er janvier 2026.
[48] Décision (B)658E/96 du 20 novembre 2025 sur le Plan d'Innovation de la SA Elia Transmission Belgium pour l'année 2026 dans le cadre de l'incitant à l'innovation visé à l'article 26, §§2 et 3 de la méthodologie tarifaire.
[49] Décision (B)658E/97 du 4 décembre 2025 sur la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée introduite par la SA Elia Transmission Belgium relative aux tarifs pour les obligations de service public et aux taxes et surcharges, d'application à partir du 1er janvier 2026.
[50] Décision (B)658E/94 du 10 juillet 2025 relative à la demande d'approbation du rapport tarifaire introduit par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité et incluant les soldes concernant l'exercice d'exploitation 2024.
[51] https://www.vlaamsenutsregulator.be/elektriciteit-en-aardgas/nettarieven/tariefmethodologie/tariefmethodologie-2025-2028

La méthodologie tarifaire détermine, via le revenu autorisé, comment les gestionnaires de réseau de distribution sont rémunérés et encouragés à fonctionner efficacement. La structure tarifaire détermine également la manière dont le revenu autorisé est facturé aux différents utilisateurs du réseau. La méthodologie tarifaire comprend également les règles et les rapports que les gestionnaires de réseaux de distribution doivent suivre pour fixer les tarifs de distribution.

Les principaux changements par rapport à la méthodologie tarifaire 2021-2024 sont :

- l'indemnité normative pour le coût de financement (WACC) pour les investissements en actifs fixes régulés et pour le capital d'exploitation net est fixé à 5,2 % pour 2025. Le WACC est mis à jour annuellement ex ante pendant la période régulatoire en utilisant les données les plus récentes sur le taux sans risque pour déterminer le coût des capitaux propres, et les indices obligataires de référence pour déterminer le coût des capitaux empruntés.
- Dans la méthodologie tarifaire 2021-2024, le VNR a commencé à supprimer progressivement la déduction pour amortissement des plus-values de réévaluation, en réduisant le WACC d'un huitième chaque année depuis 2021. Dans le projet de méthodologie tarifaire 2025-2028, le VNR confirme cette trajectoire de suppression progressive selon laquelle, à partir de 2025, la partie restante du WACC établie dans la méthodologie tarifaire 2021-2024 (3,5 %) sera encore réduite progressivement de 1/8e de ce WACC à chaque fois. Ainsi, la déduction pour amortissement des plus-values de réévaluation sera totalement supprimée à la fin de l'année 2028.
- Un incitant supplémentaire à l'efficacité basée sur le *frontier shift* est appliqué comme pour la période régulatoire 2021-2024. Le déplacement de la frontière est l'amélioration de la productivité que les entreprises les plus efficaces ou les plus performantes peuvent réaliser. L'évolution des coûts du réseau est comparée avec ceux de secteurs représentatifs compétitifs. Au cours de la période régulatoire 2025-2028, une amélioration de la productivité de 1,1 % par an est fixée pour les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité. Aucune amélioration supplémentaire de la productivité n'est requise pour les gestionnaires de réseaux de gaz naturel.
- Le VNR, en déterminant les revenus autorisés pour les coûts endogènes dans les années 2019 à 2024, a tenu compte des économies de coûts que les gestionnaires de réseau de distribution pourraient réaliser suite à la fusion de leurs sociétés d'exploitation en 2018. Les économies réalisées grâce à la fusion devaient se concrétiser avant la fin de l'année 2024. Au cours de la période régulatoire 2025-2028, l'incitant à réaliser des économies dans le cadre d'une fusion sera donc supprimé.
- La méthodologie tarifaire 2025-2028 remplace l'incitant à la qualité à somme nulle et les incitants financiers spécifiques de la méthodologie tarifaire 2021-2024 par des incitants financiers basés sur six indicateurs de qualité. Ces indicateurs de qualité sont les suivants:

    - la fréquence et la durée des interruptions ;
    - la soumission d'une offre et la réalisation des raccordements dans les délais impartis ;
    - la communication complète et en temps utile des données de mesure ;
    - le fait d'éviter et de débloquer en temps utile des points d'accès bloqués ;
    - la satisfaction du client ;
    - des projets innovants en vue de la transition énergétique.

  Contrairement à la période régulatoire précédente, l'incitant à la qualité n'est plus neutre sur le plan budgétaire et est déterminé annuellement sur la base des prestations réalisées par les gestionnaires de réseau de distribution à partir de 2025.

- Le mécanisme d'avance, qui a été introduit au cours de la période régulatoire 2021-2024 et permettait aux gestionnaires de réseau de distribution d'ajouter une avance sur des recettes endogènes futures à leur revenu autorisé, à restituer ultérieurement, est en cours d'extension et d'affinement. Outre une avance liée à des modifications de la législation, un gestionnaire de réseau de distribution peut également demander une avance à partir de 2025 pour des dossiers liés à la politique d'investissement proactive pour l'électricité. En raison notamment de cette extension, l'avance annuelle est plafonnée à 5 % de la part de base du revenu autorisé sur les coûts endogènes pour l'année 2025.
- Les gestionnaires de réseaux de distribution flamands ont transféré en 2023 leurs actifs régulés de fibre et de câble à une filiale (Wyre) de leur société d'exploitation Fluvius, qui exercera principalement des activités non régulées. En raison de la structure spécifique de la transaction, la plus-value réalisée est comptabilisée uniquement pour le compte de la société d'exploitation. Un terme correctif dans les revenus autorisés des gestionnaires de réseau de distribution est donc introduit pour permettre à une partie de cette plus-value de revenir aux utilisateurs du réseau par le biais des tarifs de réseau.
- La structure tarifaire pour les tarifs périodiques du réseau de distribution de gaz naturel reste inchangée par rapport à la période régulatoire précédente. La structure tarifaire pour les tarifs périodiques de distribution de l'électricité introduite en 2023 sera globalement maintenue pour la période régulatoire 2025-2028. Depuis 2023, tous les ménages et entreprises (avec mesure de pointe) en Flandre paient une partie de leurs tarifs de réseau sur la base d'un tarif de capacité (kW). Pour clients disposant d'un compteur classique (sans mesure de pointe), le tarif capacitaire est facturé de manière forfaitaire, conformément à la contribution annuelle minimale.
- Les clients de prélèvement des stations et réseaux 26-36 kV sont inclus dans la structure tarifaire en tant que groupes de clients à part entière, avec des tarifs de réseau distincts. Cela offre aux nouveaux clients de prélèvement plus de possibilités de se raccorder aux réseaux 26-36 kV, qui ont été initialement construits pour les gros clients d'injection, ce qui conduit à un meilleur équilibre entre le prélèvement et l'injection sur les réseaux de distribution et permet d'optimiser davantage la réflectivité des coûts des tarifs de réseau. Au cours de la période régulatoire 2021-2024, les tarifs de réseau pour les clients de prélèvement sur les postes ou réseaux 26-36 kV étaient toujours équivalents aux tarifs de réseau correspondants pour les clients de prélèvement sur les postes ou réseaux 1-26 kV.
- Afin d'établir une distinction plus claire entre les coûts réels du réseau et les redevances facturées via la facture d'énergie, la composante tarifaire « Autre transport » sera supprimée à partir de 2025. Les différents coûts du réseau de transport facturés via cette composante tarifaire sont répartis, en fonction de leur nature, entre les composantes tarifaires existantes « Utilisation du réseau », « Obligations de service public » et « Surcharges ».
- Deux dispositions tarifaires spécifiques sont établies pour les systèmes de stockage fixes autonomes :
    - Les composantes tarifaires « Obligations de service public » et « Surcharges » sont facturées en fonction du prélèvement net (kWh), calculé comme la différence entre le prélèvement enregistré et l'injection au cours d'une période de facturation, plutôt que le prélèvement brut. Ainsi, ces composantes tarifaires ne sont imputées qu'à la consommation finale. En effet, un système de stockage autonome n'est qu'un consommateur final d'énergie dans une mesure limitée, principalement en raison des pertes d'énergie. Étant donné que le nombre de systèmes de stockage autonomes sur le réseau de distribution en Flandre est encore limité et compte tenu de la complexité de la nouvelle tarification, le prélèvement net au cours de la période régulatoire 2025-2028 est fixé à 0, ce qui équivaut à une exemption totale de ces composantes tarifaires.

- La composante tarifaire « Utilisation du réseau » pour le prélèvement est réduite de 80 % de la part des coûts du réseau de transport facturés par le biais de cette composante tarifaire. Cette disposition tarifaire est conforme à l'exonération de 80 % des tarifs de transport dont bénéficient les systèmes de stockage autonomes raccordés au réseau de transport pendant 10 ans après leur mise en service, conformément à la méthodologie tarifaire 2024-2027 du régulateur fédéral CREG.

- Si la mise en œuvre d'un test d'activation ou de contrôle dans le cadre du déploiement d'un service auxiliaire ou de flexibilité pour un gestionnaire de réseau entraîne une augmentation du pic mensuel enregistré, le gestionnaire du réseau de distribution doit neutraliser son impact sur le décompte des tarifs basés sur les kW. Par rapport à la période régulatoire 2021-2024, le champ d'application de ces neutralisations est étendu des services fournis au gestionnaire de réseau de transport aux services fournis aux gestionnaires de réseau à tous les niveaux de tension, y compris les gestionnaires de réseau de distribution, à la suite de l'introduction d'un cadre pour ces services dans la réglementation flamande et des initiatives en cours chez les gestionnaires de réseau de distribution.
- Dans la méthodologie tarifaire 2021-2024, la suppression progressive de la remise historique sur les obligations de service public du tarif kWh pour le prélèvement nuit exclusif a commencé. Cette trajectoire de suppression progressive se poursuit au cours de la période régulatoire 2025-2028. À partir de 2028, la réduction sera totalement supprimée.

2.3.2.2.2 Tarifs périodiques 2025

Basés sur leurs plafonds de revenus autorisés pour 2025, les GRD ont soumis leurs propositions tarifaires pour 2025. Après une vérification détaillée, le 17 décembre 2024, le VNR a approuvé définitivement les tarifs périodiques de réseau de distribution pour 2025.

		Fluvius Antwerpen	Fluvius Halle-Vilvoorde	Fluvius Imevo	Fluvius Kempen	Fluvius Limburg	Fluvius Midden-Vlaanderen	Fluvius West	Fluvius Zenne-Dijle
Digitale meter									
Capaciteitstarief - gemiddelde maandpiek	EUR/kW/jaar	50,2420	56,1845	53,2422	53,1120	48,8733	49,0426	56,9324	55,7995
Totaal kWh-tarief	EUR/MWh	56,5102	58,5278	58,9031	60,7412	64,1264	52,8980	70,4385	60,6100
Totaal kWh-tarief - exclusief nacht	EUR/MWh	46,9616	49,3191	49,1561	50,3452	53,1472	44,5814	57,9231	51,0123
Tarief databeheer	EUR/jaar	17,51	17,51	17,51	17,51	17,51	17,51	17,51	17,51
Maximumtarief	EUR/MWh	327,6168	327,6168	327,6168	327,6168	327,6168	327,6168	327,6168	327,6168

Figure 9 : Tarifs de réseau et prélèvements (hors TVA) applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension avec mesure de pointe (01/01/2025-31/12/2025).

		Fluvius Antwerpen	Fluvius Halle-Vilvoorde	Fluvius Imevo	Fluvius Kempen	Fluvius Limburg	Fluvius Midden-Vlaanderen	Fluvius West	Fluvius Zenne-Dijle
Analoge meter									
Capaciteitstarief - vaste term	EUR/jaar	125,61	140,46	133,11	132,78	122,18	122,61	142,33	139,50
Totaal kWh-tarief	EUR/MWh	81,5862	91,4004	88,6493	91,6274	95,2080	83,4353	101,8341	93,6741
Totaal kWh-tarief - exclusief nacht	EUR/MWh	72,0376	82,1916	78,9023	81,2314	84,2288	75,1187	89,3186	84,0764
Tarief databeheer	EUR/jaar	17,51	17,51	17,51	17,51	17,51	17,51	17,51	17,51
Prosumententarief	EUR/kW/jaar	55,12	61,75	59,89	61,90	64,32	56,37	68,79	63,28

Figure 10 : Tarifs de réseau et prélèvements (hors TVA) applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/01/2025-31/12/2025).

2.3.2.2.3 Revenu autorisé 2025

En application de la méthodologie tarifaire 2025-2028, le 29 octobre 2024, le VNR a déterminé le revenu autorisé de chaque gestionnaire de réseau de distribution d'électricité à partir de ses tarifs périodiques de réseau de distribution pour l'année 2025. Le 28 octobre 2025, le VNR a décidé de réviser le revenu autorisé des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel issu de leurs tarifs périodiques de distribution pour l'année 2025.

Lors de l'examen des rapports ex post relatifs aux coûts endogènes des gestionnaires de réseaux de distribution pour l'année 2024, le VNR avait en effet formulé un certain nombre de constats concernant les coûts endogènes pendant la période de référence 2019-2023.

À la suite de ces constats, le VNR a estimé que les coûts endogènes déclarés pour la période de référence 2019-2023, sur la base desquels le revenu autorisé pour 2025 est calculé, doivent être corrigés afin de garantir l'exactitude et l'uniformité du reporting sur cette période de référence.

Le revenu autorisé pour l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution flamands s'élève à 2,36 milliard d'euros, soit une augmentation de 31,1 % par rapport à 2024.

	Exogène	Endogène	Total	2025/2024
Fluvius Antwerpen	€ 174.061.642	€ 156.122.504	€ 330.184.146	
Fluvius Halle-Vilvoorde	€ 89.155.941	€ 95.063.065	€ 184.219.006	
Fluvius Imewo	€ 219.225.619	€ 219.756.358	€ 438.981.978	
Fluvius Kempen	€ 100.931.842	€ 77.255.375	€ 178.187.218	
Fluvius Limburg	€ 176.462.763	€ 133.353.750	€ 309.816.513	
Fluvius Midden-	€ 94.989.239	€ 92.264.053	€ 187.253.292	
Fluvius West	€ 233.126.148	€ 205.383.289	€ 438.509.437	
Fluvius Zenne-Dijle	€ 147.965.810	€ 142.288.378	€ 290.254.188	
Total	**€ 1.235.919.006**	**€ 1.121.486.772**	**€ 2.357.405.778**.	**+31,11%**

Figure 11 : Plafonds de revenus autorisés 2024

Le revenu autorisé endogène augmente de 19,3 % par rapport à 2024. Les principales causes de cette hausse sont les suivantes :

- Une augmentation du coût moyen pondéré du capital, passant de 3,5 % en 2024 à 5,2 % en 2025. Cette hausse reflète l'augmentation significative des taux obligataires sur les marchés financiers entre 2020, lorsque le coût du capital pour la période de régulation 2021-2024 a été fixé, et 2024, lorsque le coût du capital pour 2025 a été déterminé.
- L'octroi d'une avance de 51 millions d'euros pour couvrir les coûts plus élevés résultant de la politique d'investissement proactive dans le cadre de la transition énergétique, ainsi que les coûts supplémentaires liés à l'évolution de la législation en matière de gestion des réseaux et des données.

Le revenu autorisé exogène augmente de 44,1 % par rapport à 2024. Les principales causes de cette hausse sont les suivantes :

- Une augmentation de 78 % des tarifs du réseau de transport, facturés par Elia aux gestionnaires de réseaux de distribution pour l'utilisation du réseau de transport, en raison d'un programme d'investissement ambitieux.
- La suppression de la compensation que le gouvernement flamand verse aux gestionnaires de réseau de distribution pour compenser une partie des coûts nets supportés par ces derniers du fait de l'obligation légale d'acheter des certificats de soutien pour la production d'énergie renouvelable et la cogénération au soutien minimal.
- La prise en compte des soldes régulatoires (déficits) des années 2022 et 2023.

2.3.2.2.4 Soldes régulatoires 2024

Le 15 juillet 2025, VNR a fixé pour 2024 les soldes régulatoires des GRD d'électricité et de gaz naturel en Flandre. Ces soldes ont été fixés et traités dans le plein respect de la méthodologie tarifaire 2021-2024.

Pour les GRD d'électricité, un surplus global de € 62 millions sur un budget total d'environ € 1,8 milliards a été constaté.

Soldes régulatoires	**Electricité (€)**
Coûts exogènes	-77,15 millions
Différences de volume	+18,71 millions
Réindexation	-3,67 millions
Impôt des sociétés	-0,20 millions
Plus-values de réévaluation	-0,01 millions
+ = déficit et - = surplus	

Figure 12 : Soldes régulatoires 2024

2.3.2.2.5 Jurisprudence

Le 19 juillet 2024, les gestionnaires de réseau de distribution flamands ont introduit auprès de la cour d'appel de Bruxelles un recours en annulation contre la décision de le VNR du 21 juin 2024 relative à la méthodologie tarifaire 2025-2028. Ils estiment que la méthodologie tarifaire leur fournira un revenu autorisé trop faible dans trois domaines et leur imposerait donc des obligations financières « irréalisables » :

- Les coûts des dettes financières existantes, qui entrent dans le calcul du WACC, devraient être estimés à la hausse et, plus précisément, non pas sur la base d'une moyenne arithmétique des taux d'intérêt journaliers sur une période de 10 ans, mais sur la base d'une moyenne pondérée ;
- L'incitant à la productivité ou *frontier shift* devrait être atténué, compte tenu des coûts d'investissement supplémentaires liés à la transition énergétique ;
- La correction pour les plus-values sur l'apport dans Wyre devrait être réduite parce que le VNR se serait appuyée sur des hypothèses « incorrectes ».

Selon les gestionnaires de réseau de distribution, cela équivaudrait à une violation des conditions du décret de l'article 4.1.30 du décret énergie, des lignes directrices du décret de l'article 4.1.32 du décret énergie, de la directive électricité 2019/944 et des directives relatives à l'efficacité énergétique 2012/27 et 2023/1791, du principe d'orientation des coûts (article 18 du règlement électricité 2019/943) et de plusieurs principes de bonne gouvernance.

Au cours de la procédure, la cour a soulevé d'office des questions concernant la compatibilité de la méthode des coûts historiques dans la méthodologie tarifaire, selon laquelle les revenus autorisés sont calculés sur la base de la tendance des coûts réels du passé récent, avec l'article 18 (1), première phrase du règlement électricité 2019/943 qui prévoit que les tarifs de réseau « reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable ». Dans ce cadre, le VNR a fait valoir que la méthodologie tarifaire n'enfreint pas la première phrase de l'article 18 (1). Le VNR a ensuite souligné la pertinence de l'article 18 (1), deuxième phrase du règlement électricité 2019/943, qui prévoit que les tarifs ne comprennent « pas de coûts non liés soutenant d'autres objectifs stratégiques », et a demandé à ce qu'une question

préjudicielle soit posée à ce sujet, en particulier sur la conformité avec une disposition du décret énergie[52].

Le 19 février 2025, la Cour a rendu un arrêt interlocutoire renvoyant trois questions préjudicielles à la Cour de justice de l'Union européenne concernant la compatibilité de la méthodologie tarifaire 2025-2028 avec l'article 18 (1), première et deuxième phrases du règlement électricité 2019/943. Le 7 mai 2026, l'Avocat général près la Cour de justice de l'Union européenne a publié ses conclusions. Un arrêt de la Cour est encore attendu.

2.3.2.2.6 Tarifs de distribution 2025

Le 17 janvier 2025, les gestionnaires de réseaux de distribution flamands ont introduit devant la Cour d'appel de Bruxelles (Cour des marchés) un recours en annulation contre les décisions de la VNR du 17 décembre 2024 relatives à l'approbation des propositions tarifaires pour les tarifs périodiques de distribution d'électricité et de gaz naturel pour l'année 2025.

À cet égard, ils invoquent les mêmes moyens que dans le recours introduit contre la méthodologie tarifaire 2025-2028 (voir ci-dessus).

Compte tenu de l'imbrication avec le recours introduit contre la méthodologie tarifaire 2025-2028, le recours contre les tarifs 2025 a été renvoyé par la Cour des marchés au rôle particulier dans l'attente de l'arrêt de la Cour de justice de l'Union européenne concernant les questions préjudicielles posées dans le cadre de la procédure relative à la méthodologie tarifaire 2025-2028.

2.3.2.3 Région wallonne

2.3.2.3.1 Contexte législatif

Les méthodologies tarifaires élaborées par la CWaPE sont encadrées par le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité (ci-après « le décret tarifaire »). Le décret tarifaire a été modifié successivement par les décrets des 5 mai 2022, 25 avril 2024 et 17 avril 2025, notamment dans le cadre de la transposition partielle de plusieurs directives.

2.3.2.3.2 Méthodologie tarifaire 2025-2029

La méthodologie tarifaire 2025-2029 se compose de deux parties : les règles relatives à l'élaboration du revenu autorisé (budget) et les règles relatives à l'élaboration des tarifs de distribution.

La CWaPE vise un double objectif à travers sa méthodologie : veiller à ce que les gestionnaires de réseau de distribution disposent de moyens suffisants pour assurer leurs missions, notamment dans le cadre de la transition énergétique, tout en s'assurant que les GRD soient efficients pour contenir la hauteur des factures des consommateurs.

[52] Article 4.1.32, § 1er, 10° du décret énergie : les coûts des obligations de service public imposées par ou en vertu du décret, qui ne sont pas financés par des impôts, des taxes, des subventions, des contributions et des prélèvements, sont intégrés dans les tarifs de manière transparente et non discriminatoire après contrôle par la VREG.

2.3.2.3.3 Règles d'établissement des revenus autorisés 2025-2029

En ce qui concerne les règles d'établissement des revenus autorisés des années 2025-2029, relevons les éléments suivants :

- Les charges nettes opérationnelles contrôlables (coûts contrôlables), qui constituent, en termes de poids, la plus grande part du revenu autorisé, sont calculées sur le principe du revenue cap : la méthodologie tarifaire fixe le montant maximum (cap) des coûts contrôlables mais les GRD ont la possibilité d'établir un budget inférieur. Le montant maximal des coûts contrôlables est déterminé sur la base des coûts contrôlables réels d'une période de référence. Ces coûts sont indexés et multipliés par un facteur d'efficience. À ces coûts, sont ajoutés des coûts additionnels de transition.
- Le facteur d'efficience est destiné à inciter financièrement les GRD à atteindre un niveau de coûts efficients. Il est calculé individuellement pour chaque GRD et il est basé sur une étude de benchmark incluant les GRD des autres régions et un échantillon de GRD allemands.
- Les coûts additionnels de transition reflètent les besoins exprimés par les GRD de disposer de moyens financiers complémentaires pour assurer la transition énergétique. Ces coûts se basent sur les investissements d'extension et de renforcement estimés par les GRD pour notamment « absorber » l'augmentation des rechargements des véhicules électriques, les consommations des pompes à chaleur, les productions des panneaux solaires, etc. Une disposition de la méthodologie permet de revoir le montant de ces coûts en cours de période régulatoire, si les besoins en investissement se révèlent plus importants que prévus.
- Le revenu autorisé comprend un terme qualité : basé sur des indicateurs de performance, et personnalisé pour chacun des GRD. Ce terme vise à maintenir le niveau de qualité des services des GRD.
- La marge bénéficiaire équitable constitue la rémunération des capitaux investis par le GRD dans les actifs régulés. Elle se calcule en multipliant le pourcentage de rendement autorisé par la valeur de la base d'actifs régulés du GRD. Les paramètres de calcul du pourcentage de rendement autorisé ont été actualisés et la méthodologie tarifaire 2025-2029 prévoit une distinction entre le pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation et le pourcentage de rendement applicable à la plus-value de réévaluation. Ce dernier diminue de façon progressive au cours de la période régulatoire 2025-2029.
- Le revenu autorisé inclut les coûts liés au déploiement des compteurs communicants électricité. Ces derniers ne peuvent dépasser un montant maximal fixé par la méthodologie tarifaire afin que ces coûts n'impactent que marginalement la facture des URD conformément au décret tarifaire.

2.3.2.3.4 Règles d'établissement des tarifs de distribution

Lorsque les propositions de revenus autorisés sont approuvées par la CWaPE, les GRD établissent les tarifs de prélèvement et d'injection sur la base des règles définies dans la méthodologie tarifaire.

La méthodologie tarifaire 2025-2029 introduit une nouvelle structure pour les tarifs de prélèvement sur le réseau de distribution basse tension. Cette nouvelle structure prévoit l'introduction d'une nouvelle configuration tarifaire appelée « configuration incitative ».

Dès 2026, le consommateur aura le choix d'opter pour la configuration incitative ou de conserver sa configuration tarifaire standard (monohoraire et bihoraire). Cette nouvelle structure tarifaire est

précisée dans des lignes directrices que la CWaPE a publiées sur son site Internet en juillet 2024, après concertation des GRD et consultation publique.

Le projet de lignes directrices s'appuie sur une étude tarifaire qui a permis de déterminer 32 profils de consommation illustratifs de catégories d'utilisateurs de basse tension : des clients résidentiels de différents niveaux de consommation et d'équipements (véhicule électrique, pompe à chaleur…), des clients professionnels, une borne de recharge située en domaine public et un réseau d'éclairage public. Quatorze structures tarifaires ont été testées sur ces différents profils, chacune intégrant une configuration dite « standard » et une configuration dite « incitative ». Pour chaque structure tarifaire et pour chaque configuration (standard ou incitative), le potentiel de déplacement de charge des 32 profils a été simulé en réponse aux signaux tarifaires donnés. L'analyse des simulations a abouti à la formulation de recommandations, reprises par la CWaPE dans son projet.

Une étude complémentaire a analysé l'impact de la nouvelle structure tarifaire sur le développement des installations de production décentralisée, des nouveaux usages électriques et des batteries stationnaires domestiques.

Par ailleurs, quatre autres nouveautés méritent d'être soulignées. D'abord, la méthodologie tarifaire 2025-2029 prévoit une réduction de 80 % des tarifs proportionnels d'utilisation du réseau appliqués sur l'énergie partagée au sein d'un même bâtiment. Ensuite, les installations exclusivement dédiées au stockage d'énergie sont exonérées du tarif de refacturation du transport et des surcharges sur la distribution. Par ailleurs, la dégressivité du terme capacitaire, que la plupart des gestionnaires de réseau n'appliquent pas, diminuera d'année en année pour disparaitre en 2030. Enfin, le tarif pour énergie réactive est désormais différencié en fonction du facteur de puissance observé, devient applicable en injection comme en prélèvement et quitte les tarifs de distribution pour se loger dans les tarifs de refacturation du transport.

2.3.2.3.5 La structure tarifaire retenue

La CWaPE propose une nouvelle configuration tarifaire dite « incitative » et maintient une configuration tarifaire dite « standard », avec au choix un tarif monohoraire ou bihoraire avec des plages horaires adaptées. Les changements prévus au niveau des tarifs de distribution visent à mettre en place des incitants tarifaires encourageant des comportements de consommation favorables au réseau (limitation des congestions). L'objectif est que le plus grand nombre possible d'utilisateurs déplacent leurs consommations aux moments les plus opportuns, c'est-à-dire lorsque l'électricité est abondante dans les réseaux, mais surtout évitent de faire des appels de puissance importants lors de la pointe du soir.

La configuration tarifaire standard est accessible à tous et continue de s'appliquer sans l'intervention nécessaire du consommateur. La CWaPE entend ainsi protéger les consommateurs qui ne peuvent pas s'inscrire dans la démarche incitative.

La configuration tarifaire incitative est optionnelle. Le consommateur devra marquer son choix. Cette configuration implique nécessairement l'usage du compteur digital avec fonction communicante active, et une puissance de raccordement inférieure ou égale à 56 kVA. Le tarif des heures de pic y est 5 fois plus élevé que le tarif des heures meilleures marché et le tarif des heures intermédiaires leur est 3 fois plus élevé.

Figure 13 : Illustration de la découpe d'une journée en trois tarifs

Dès 2026, le consommateur wallon en basse tension aura donc le choix entre trois configurations tarifaires différentes : une configuration tarifaire monohoraire, une configuration tarifaire bihoraire (toutes deux déjà existantes) et une configuration tarifaire incitative (nouvelle). Les plages horaires du bihoraire changent également : plage d'heures creuses supplémentaire chaque jour entre 11h00 et 17h00, plus d'heures creuses pendant tout le weekend, les jours de weekend fonctionnent comme les jours de semaine.

2.3.2.3.6 Les revenus autorisés 2025-2029

Les 28 mars et 16 mai 2024, le Comité de direction de la CWaPE a approuvé les revenus autorisés 2025-2029 de tous les gestionnaires de réseau. Suite à l'adoption par le parlement d'un amendement d'un déploiement généralisé des compteurs communicants au 31.12.2029, les revenus autorisés de tous les gestionnaires de réseau ont été adaptés en janvier ou février 2025 selon le cas. De plus, des adaptations ponctuelles des revenus autorisés d'ORES Assets et de RESA ont été approuvées le 3 avril 2025 suite à la réallocation par le Gouvernement wallon de la subvention octroyée dans le cadre du Plan national pour la reprise et la résilience en vue de financer le déploiement des compteurs communicants.

2.3.2.3.7 Les tarifs de distribution 2025-2029

Comme indiqué au point 3.1, la CWaPE a approuvé le 27 juin 2024, les lignes directrices relatives à la structure tarifaire applicable aux utilisateurs du réseau de distribution basse tension pour les années 2026 à 2029, les modèles de grilles tarifaires de distribution et de transport (annexes I et II) ainsi que le modèle de rapport ex-ante relatif à la proposition de tarifs périodiques d'électricité pour les années 2026 à 2029.

Sur la base de la méthodologie tarifaire et de ces lignes directrices, les gestionnaires de réseau ont établi leurs propositions de tarifs. Le 29 novembre 2024, le Comité de direction a approuvé les tarifs de distribution périodiques pour le prélèvement et pour l'injection pour l'exercice 2025 en électricité et pour les exercices 2025 à 2029 en gaz. Le 19 décembre 2024, il a approuvé les tarifs non périodiques pour les exercices 2025 à 2029. Les tarifs d'électricité 2026-2029 ont été approuvés le 26 juin 2025 et le 4 septembre 2025.

2.3.2.4 Région de Bruxelles-Capitale

BRUGEL est compétente en matière de tarification de la distribution de l'électricité et du gaz en Région bruxelloise. Après concertation structurée, documentée et transparente avec Sibelga, le GRD en Région bruxelloise, BRUGEL établit la méthodologie tarifaire que doit utiliser Sibelga pour l'établissement de sa proposition tarifaire.

2.3.2.4.1 Tarifs 2025

Les tarifs liés aux obligations de services public, à l'impôt sont adaptés chaque année ainsi que la redevance de voirie qui est indexée annuellement.

Par ailleurs, pour la période 2025-2029 (comme pour la période précédente), les tarifs pour la refacturation des coûts de transport par le GRD sont contrôlés et validés par BRUGEL (voir décisions).

Depuis 2022, BRUGEL dispose également des tarifs spécifiques pour le partage d'énergie avec des tarifs préférentiels applicables pour certaines configurations (type A, B, C, ou D)[53] :

- Type A : Les participants sont alimentés par l'électricité produite dans le bâtiment qu'ils occupent.
- Type B : Les participants sont alimentés par la même cabine de transformation BT.
- Type C : Les participants sont alimentés par le même poste « Elia » (transport).
- Type D : Les participants sont alimentés par différents postes « Elia » (transport).

Figure 14 : Tarif de distribution - électricité 2025

Sibelga
Distribution Électricité

Grille tarifaire - Electricité « Partages d'énergie »

Année 2025

prix hors TVA

		BT ≤ 56 kVA				
		Volume complémentaire	Volume local			
			Type A	Type B	Type C	Type D
1. Tarif pour l'utilisation du réseau						
X * EUR + Y * EUR /kWh HI + Z * EUR /kWh LO						
X = Puissance mise à disposition inférieure ou égale à 13 kVA	EUR / an (*)	41,41	0,00	0,00	0,00	0,00
	EUR / jour	0,1134614	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
X = Puissance mise à disposition supérieure à 13 kVA	EUR / an (*)	82,83	0,00	0,00	0,00	0,00
	EUR / jour	0,2269228	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Y = Prélèvements en heures pleines	EUR / kWh HI	0,0552180	0,0000000	0,0276090	0,0552180	0,0552180
Z = Prélèvements en heures creuses	EUR / kWh LO	0,0331308	0,0000000	0,0165654	0,0331308	0,0331308
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage (*)	EUR / an (*)	12,78	12,78	12,78	12,78	12,78
	EUR / jour	0,0350106	0,0350106	0,0350106	0,0350106	0,0350106
3. Tarif pour les soldes régulatoires	EUR / kWh T	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
4. Tarif pour les obligations de service public	EUR / kWh T	0,0190361	0,0190361	0,0190361	0,0190361	0,0190361
5. Surcharges						
5.1. Charges de pensions non capitalisées	EUR / kWh T	0,0008426	0,0008426	0,0008426	0,0008426	0,0008426
5.2. Impôts & prélèvements						
- Redevance de voirie	EUR / kWh T	0,0085684	0,0000000	0,0085684	0,0085684	0,0085684
- Impôt des sociétés & autres prélèvements	EUR / kWh T	0,0050684	0,0050684	0,0050684	0,0050684	0,0050684
6. Tarifs de transport	EUR / kWh T	0,0211961	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0211961

Sibelga
Distribution Électricité

Grille tarifaire - Electricité

Année 2025

prix hors TVA

			MT		BT		
			Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe (**)	Sans comptage
1. Tarif pour l'utilisation du réseau							
1.1. Avec mesure de pointe (*)							
[X * E1] EUR /kW HI + Y * EUR /kWh HI + Z * EUR /kWh LO							
avec pointe X =	EUR / kW HI / an (*)		57,54	28,77	64,80	-	-
	EUR / kW HI / jour		0,1576552	0,0788276	0,1775455	-	-
coefficient de dégressivité E1 =			0,51+433,65/(885+kW)		1	-	-
heures pleines Y =	EUR / kWh HI		0,0044466	0,0044466	0,0227105	-	-
heures creuses Z =	EUR / kWh LO		0,0026680	0,0026680	0,0136263	-	-
1.2. Sans mesure de pointe (**)							
X * EUR + Y * EUR /kWh HI + Z * EUR /kWh LO							
avec redevance X =							
Puissance mise à disposition inférieure ou égale à 13 kVA	EUR / an (*)		-	-	-	41,41	41,41
	EUR / jour		-	-	-	0,1134614	0,1134614
Puissance mise à disposition supérieure à 13 kVA	EUR / an (*)		-	-	-	82,83	82,83
	EUR / jour		-	-	-	0,2269228	0,2269228
heures pleines Y =	EUR / kWh HI		-	-	-	0,0552180	0,0552180
heures creuses Z =	EUR / kWh LO		-	-	-	0,0331308	0,0331308
1.3. Tarif pour l'énergie réactive							
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive			48,4%	48,4%	-	-	-
Tarif pour le dépassement du prélèvement forfaitaire							
kvarh > %forfait * kWh total	EUR / kVArh		0,0150000	0,0150000	-	-	-
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage	EUR / an (*)		529,55	529,55	529,55	12,78	264,78
	EUR / jour		1,4508267	1,4508267	1,4508267	0,0350106	0,7254134
3. Tarif pour les soldes régulatoires	EUR / kWh T			0,0000000		0,0000000	0,0000000
4. Tarif pour les obligations de service public	EUR / kWh T		0,0033276	0,0033276	0,0190361	0,0190361	0,0190361
5. Surcharges							
5.1. Charges de pensions non capitalisées	EUR / kWh T		0,0002741	0,0002741	0,0008426	0,0008426	0,0008426
5.2. Impôts & prélèvements							
- Redevance de voirie	EUR / kWh T		0,0042842	0,0042842	0,0085684	0,0085684	0,0085684
- Impôt des sociétés & autres prélèvements	EUR / kWh T		0,0012166	0,0012166	0,0050684	0,0050684	0,0050684
6. Tarifs de transport	EUR / kWh T		0,0211961	0,0211961	0,0211961	0,0211961	0,0211961

[53] Il existe aussi des tarifs spécifiques pour le partage d'énergie en moyenne tension.

Dans le cadre de la préparation de la méthodologie 2025-2029, BRUGEL a également réalisé une étude coût/bénéfice sur le partage d'énergie. Cette étude tend à montrer que l'équation coût avantage du partage d'énergie est positive pour le GRD (donc pour les URD), à partir du moment où le nombre de points de fourniture participant à un partage d'énergie atteint un seuil critique (+/-20% dépendant des hypothèses retenues). Pour BRUGEL il paraît important de favoriser le développement des communautés d'énergie pour atteindre cette masse critique. Outre les avantages économiques, d'autres avantages significatifs ont été relevés au niveau sociétal. Les tarifs spécifiques aux communautés d'énergie appliqués pendant la période 2020-2024 seront donc pérennisés durant la période 2025-2029.

En euro HTVA – arrondi	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Utilisation du réseau	116	123	123	128	132	**136**	**154**
Pensions non capitalisées	3	3	2	2	2	**2**	**2**
OSP	20	23	22	24	29	**35**	**39**
Comptage	13	10	10	10	10	**10**	**13**
Redevance de voirie et autres (ISOC,...)	23	21	23	24	25	**28**	**28**
	175	**180**	**180**	**188**	**198**	**210**	**236**

Figure 15 : Evolution tarifs de distribution – Electricité 2.036 kWh annuel, <13kVA

En euro HTVA (arrondi)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Utilisation du réseau	156	157	156	163	167	**173**	**193**
Pensions non capitalisées	5	4	4	4	3	**3**	**3**
OSP	35	40	38	42	50	**60**	**67**
Comptage	13	10	10	10	10	**10**	**13**
Redevance de voirie et autres (ISOC.,..)	39	36	39	39	43	**48**	**48**
	248	**247**	**247**	**258**	**273**	**294**	**324**

Figure 16 : Evolution tarifs de distribution – Electricité 1.600 kWh + 1.900 kWh annuel <13 kVA

2.3.2.4.2 Contrôle des soldes régulatoires de SIBELGA

Conformément à l'application de l'article 5.2 de la méthodologie tarifaire, BRUGEL a contrôlé en 2025 les soldes régulatoires pour l'exercice 2024. En effet, au-delà de l'approbation des tarifs, la compétence tarifaire s'étend également au contrôle ex post annuel des comptes du GRD. Chaque année de la période régulatoire, le régulateur procède au contrôle des coûts d'exploitation, des investissements réalisés ainsi que des volumes d'énergie distribués et procède à un examen minutieux des écarts constatés avec la proposition tarifaire initiale.
Pour l'année 2024, le solde régulatoire (non gérable) cumulé en électricité s'élevait à environ 31 millions d'euros.

La quote-part attribuée au gestionnaire du réseau comme incitant sur coût gérable s'élève à 2,9 M€ pour l'électricité et 1 M€ pour le gaz. Ces montants font partie du résultat global reversé sous forme de dividende par SIBELGA en plus de la marge équitable autorisée. Cette marge équitable s'élevait en 2024 à 30,5 M€ pour l'électricité et 14,3 M€ pour le gaz.

2.3.2.4.3 Méthodologie 2025-2029

En décembre 2023, BRUGEL a publié sa méthodologie 2025-2029 portant sur le modèle de régulation. La partie de la méthodologie traitant de la structure tarifaire a quant à elle été publiée en mars 2024.

Les objectifs et les orientations de la méthodologie tarifaire 2025-2029 ont été définis en tenant notamment en compte :

a) du cadre légal et réglementaire européen et bruxellois ;
b) des orientations générales ou bonnes pratiques définies par l'ACER et le CEER ;
c) du plan stratégique de BRUGEL.

La méthodologie 2025-2029 comporte un certain nombre d'évolutions majeures par rapport à la méthodologie 2020-2024.

Ces évolutions s'inscrivent dans un contexte énergétique qui devrait subir des transformations importantes dans les prochaines décennies. En particulier, il s'agira de répondre aux objectifs globaux en matière de décarbonation mais également de prendre en considération un contexte international incertain.

Les 3 objectifs visés par BRUGEL dans la méthodologie 2025-2029 sont les suivants :

1. **être plus incitatif que le modèle actuel à la maitrise et à l'efficience des coûts et couvrir de façon optimale les coûts utiles**

Cet objectif est principalement atteint par le passage vers un modèle de régulation du type revenue cap TOTEX ainsi que par sa paramétrisation spécifique au contexte bruxellois.

Cet objectif répond en particulier à l'article 9*quinquies,*2°de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz qui imposent que la méthodologie tarifaire permette de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts nécessaires ou efficaces pour l'exécution des obligations légales ou réglementaires qui incombent au GRD. Ainsi, pour qu'un coût soit couvert par les tarifs, le seul critère de raisonnabilité n'est pas suffisant.

Ce changement se veut structurel, car il permettra d'avoir un modèle régulatoire tarifaire sur plusieurs périodes régulatoires. Cette vision long terme s'inscrit dans la volonté de BRUGEL de permettre à SIBELGA de financer de manière optimale ses nouveaux investissements à long terme.

2. **rendre raisonnable le profit du gestionnaire de réseau**

La rémunération normale et équitable des capitaux investis dans les actifs régulés doit permettre au gestionnaire du réseau de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions. Pour BRUGEL, le principe d'équité correspond à un équilibre entre ce que paie le client final d'un côté et la rémunération perçue par le gestionnaire de réseau de l'autre.

L'objectif de BRUGEL en tant que régulateur est d'éviter toute rente monopolistique et d'inciter SIBELGA à l'efficience de la gestion de ses coûts.

3. **faciliter les investissements dans la transition énergétique**

La méthodologie a été établie dans l'objectif :

- de permettre le développement et le renforcement du réseau électrique bruxellois afin d'intégrer les nouveaux usages (mobilité électrique, chauffage électrique (par pompe à chaleur), …).
- d'inciter et de financer les investissements dans le déploiement des compteurs communicants et les projets liés au développement de l'intelligence dans les réseaux.

- d'intégrer dès à présent la sortie progressive du gaz naturel fossile et la possibilité de réutilisation de certains assets en vue de distribuer d'autres gaz « verts » à l'avenir (biométhane, hydrogène, …).

2.3.2.4.4 Principes généraux du modèle

Le modèle défini par la méthodologie 2025-2029 prévoit la mise en place d'un modèle de régulation de type revenue cap TOTEX, avec la conservation par le GRD de 100 % du gain / de la perte par rapport à la trajectoire des coûts gérables autorisés.

Les coûts gérables, sur lesquels porte l'incitation définie par le revenu cap, intègrent les OPEX gérables ainsi que les amortissements.

La rémunération des capitaux investis est calculée sur la base d'un WACC appliqué à la RAB réelle, et est donc exclue des coûts gérables.

Le modèle de régulation permet de faciliter les investissements dans la transition énergétique et l'innovation par la prise en compte de coûts additionnels au-delà des coûts dits *business as usual* (BAU) applicables notamment au comptage intelligent, au renforcement du réseau et aux projets d'innovation, ainsi que par un mécanisme d'incitation au large déploiement des compteurs intelligents (CI).

Un mécanisme de réouverture du revenu maximum autorisé en cours de période permet de traiter les besoins justifiés d'évolution des coûts non prévus au moment de l'établissement de la proposition tarifaire induits par les évolutions du cadre légal, des règles de fonctionnement du marché ou des circonstances exceptionnelles. Une clause de dérogation complémentaire permet, si nécessaire, la réouverture du RMA[54] en cours de période pour des investissements réseau significatifs non prévus au moment de l'établissement de la proposition tarifaire et n'entrant pas dans le mécanisme de réouverture précédemment évoqué, l'acceptation ou le rejet de la demande de coûts additionnels revenant exclusivement à BRUGEL.

Le revenu maximum autorisé initial (2025) est calculé *ex ante* pour la partie des coûts gérables dits *business as usual* sur la base des coûts historiques d'une période de référence de cinq années précédant l'année 2025 (2018-2022) pour la partie OPEX, et pour la partie amortissement, sur la base des amortissements réels 2024. Les coûts gérables *business as usual* évoluent ensuite en cours de période selon une formule basée sur l'inflation (indice IPC[55]) et sur un facteur d'efficience.

Dans la continuité de la méthodologie tarifaire 2020-2024, le facteur d'efficience appliqué aux coûts gérables est fixé pour correspondre à une amélioration d'efficience de 0,75 % de la part OPEX des coûts gérables *business as usual.*

Le revenu maximum autorisé intègre également en sus des coûts gérables *business as usual* des coûts gérables additionnels, décomposés en 2 catégories, dont les coûts de projets d'innovation (R&D). Les coûts venants en supplément du *business as usual* sont calculés sur la base des propositions du GRD (business cases par projet, plans de développement du réseau, proposition de projets d'innovation,…).

Le revenu maximum autorisé est révisé *ex post* en fonction notamment de l'inflation réelle.

La gestion des soldes tarifaires est revue en profondeur pour apurer au cours des deux prochaines périodes tarifaires les soldes cumulés existants, et systématiser l'apurement des soldes tarifaires

[54] Revenu Maximum Autorisé
[55] Indices des Prix à la Consommation

générés dans le futur, tout en laissant la possibilité de déroger aux règles d'apurement systématiques si une telle dérogation était jugée nécessaire par BRUGEL.

L'incitation à la performance non financière actuellement mise en œuvre à travers la régulation par objectif a été revue à différents niveaux, notamment par :

le passage à une véritable régulation de type bonus / malus (abandon de la disposition fixant le malus total à 0 si la somme des bonus / malus par indicateur est strictement négative) sur un jeu d'indicateurs limité par rapport au cadre 2020-2024 ;

l'ajout de 2 jeux d'indicateurs incités supplémentaires, l'un pour le *smart metering*, l'autre pour les projets *smart grid*, avec une enveloppe incitée supplémentaire allouée pour chacun de ces nouveaux jeux d'indicateurs.

2.3.2.4.5 Méthodologie 2025-2029 : structure tarifaire

La deuxième partie de la méthodologie tarifaire prévoit qu'à l'issue d'une période transitoire s'écoulant du 1/1/2025 au 31/12/2027, une tarification évoluée sera implémentée pour les Utilisateurs du Réseau de Distribution (URD) raccordés à la basse tension inférieure ou égale à 56kVA.

Conformément à la méthodologie tarifaire, une feuille de route d'implémentation de la tarification évoluée a été établie par Sibelga en octobre 2025. Un addendum a cette feuille de route a été reçu en janvier 2026 et après plusieurs échanges entre Sibelga et Brugel, une décision d'approbation a été soumise à une consultation publique en mai 2026. Il est prévu que la version finale de cette décision soit approuvée par Brugel en juin ou juillet 2026.
La feuille de route prévoit une mise en œuvre de la nouvelle tarification BT<56kVA en deux temps :

- Le nouveau terme capacitaire, basé sur la puissance mise à disposition (configurée, le cas échéant, via l'organe de coupure des compteurs intelligents en cours de déploiement à Bruxelles) sera d'application à partir du 1er janvier 2028 ;
- La nouvelle tarification à 3 tranches horaires sera quant à elle d'application à partir du 1er janvier 2030.

Par ailleurs, la décision relative à la feuille de route d'implémentation de la tarification évoluée prévoit qu'une analyse d'impact (reposant sur des profils type définis préalablement) par phase d'implémentation soit établie 6 mois avant la date d'implémentation, soit respectivement le 30 mars 2027 et le 30 mars 2029.

Au cours de la période transitoire (de 2025 à 2027), le poids de la composante capacitaire se renforce, en passant d'un taux de couverture des coûts induits par l'utilisation du réseau de distribution, de 20% à 25% en 2025 et augmentant de 2% par an jusqu'à 2027. Il s'agit là du seul changement notable d'ici au 31/12/2027. Ce terme capacitaire s'applique, comme durant la période 2020-2024, en fonction de la puissance installée du compteur selon qu'elle soit supérieure ou inférieure à 13kVA.

À l'issue de la période transitoire, la tarification évoluée sera mise en place en deux temps comme présenté ci-dessus.

Pour rappel, la tarification évoluée comprendra :

- Une composante capacitaire appliquée à la puissance souscrite par l'URD s'étalant de 0 à 56 kVA. La décision relative à la feuille de route d'implémentation de la tarification évoluée prévoit que ce tarif s'exprime en €/kVA constants, tout en tenant compte des contraintes techniques des installations ;

- Un terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle avec 3 plages horaires (time-frame), tous les jours. La méthodologie et la décision relative à la feuille de route d'implémentation prévoient que ces time-frame seront les suivants, pour tous les jours de la semaine :
  Pointe : de 17h à 22h ;
  Jour : de 7h à 17h ;
  Nuit : de 22h à 7h.

  Avec : Tarifpointe > Tarifjour≥ Tarifnuit
  Le positionnement définitif des 3 plages fixées ci-avant pourra évoluer sur base d'une concertation avec l'ensemble des acteurs du marché. Le cas échéant et au plus tard pour le 30 juin 2027, BRUGEL fixera des lignes directrices spécifiques à :
  a) une adaptation de ces plages horaires ;
  b) ainsi que sur les tensions entre les différentes tranches tarifaires.

À l'issue de la période transitoire, les utilisateurs du réseau de distribution (URD) ne disposant pas d'un compteur communicant, ou n'ayant pas donné leur consentement pour la collecte de données personnelles se verront appliquer une tarification qui pourra connaître les évolutions suivantes :

- le poids de la composante capacitaire sera facturé suivant l'échelle prévue pour la tarification évoluée ;
- la distinction des heures de jour et des heures de nuit (tarif HI/LO) serait identique pour tous les jours de la semaine. Il n'y aura à priori plus de traitement particulier des jours de weekend. Diverses options ont été présentées pour une révision du traitement du tarif bihoraire et plus largement du traitement des WE et jours fériés dans la tarification classique. Une décision finale n'a pas encore été prise par Brugel à ce sujet et devrait être disponible d'ici au 30 juin 2027. Ce sujet et ces options sont largement abordés dans la décision relative à la feuille de route d'implémentation.

2.3.3 Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture

La répartition des compétences entre l'autorité fédérale et les régions entraîne une séparation, entre les différentes personnes juridiques, des activités de transport et de distribution.

Par ailleurs, la Belgique a opté, tant au niveau fédéral qu'au niveau régional, pour le modèle de dissociation des propriétaires de réseau. Tout cela a pour conséquence que les subventions croisées ne sont en principe plus possibles entre les activités de transport, de distribution et de fourniture.

2.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

2.4.1 Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités

En 2025, la CREG, en collaboration avec les autres autorités de régulation concernées des différentes régions de calcul de capacité, a soutenu la poursuite de l'optimisation méthodologique et pratique des mécanismes de calcul de capacité et de couplage des marchés. Dans ce cadre, elle a travaillé en étroite collaboration avec les parties prenantes concernées (gestionnaires de réseaux de transport, bourses et acteurs du marché) au sein des forums de concertation prévus à cet effet.

Pour 2025, la CREG a accordé une attention particulière à la mise en œuvre des exigences minimales de capacité prévues dans le Clean Energy Package, en particulier à l'application de la règle des 70 % prévue à l'article 16(8) du Règlement (UE) 2019/943. À cette fin, la CREG a, en collaboration avec d'autres autorités de régulation et l'ACER, supervisé l'évaluation depuis l'entrée en vigueur et l'approbation d'éventuelles dérogations à l'issue du plan d'action national, comme le prévoit l'article 15 du Règlement (UE) 2019/943. À la suite des initiatives prises notamment par la CREG, les règles d'octroi des futures dérogations ont été renforcées, ce qui devrait profiter aux capacités d'interconnexion entre zones disponibles dans le couplage de marchés fondé sur les flux de la région Core.

En outre, la CREG a pris, individuellement et conjointement, un certain nombre de décisions concernant les règles de calcul de capacité et de couplage de marchés (à long terme, pour le day-ahead et pour l'infrajournalier), par exemple pour la mise en œuvre de nouveaux processus intrafournaliers[56], la mise en œuvre d'une heure de clôture pour le marché infrajournalier transfrontalier plus proche du temps réel[57] ou une nouvelle dérogation à la règle des 70 % en 2026.[58]

Depuis la mise en service de Nemo Link début 2019 et d'ALE GrO fin 2020, la Belgique échange de l'électricité à quatre frontières différentes : de manière bilatérale avec le Royaume-Uni d'une part, et avec la France, les Pays-Bas et l'Allemagne (via le couplage de marchés dans la région de calcul de capacité Core) d'autre part.

Comme en 2023 et 2024, la Belgique a enregistré une position d'importation nette en 2025.

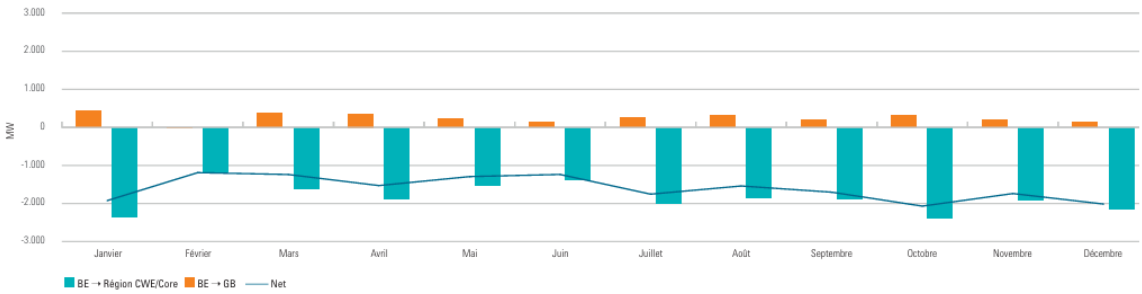


Figure 17 : Moyennes mensuelles des échanges transfrontaliers physiques de la Belgique dans la région CWE/Core et vers le Grande-Bretagne en 2025 (une valeur positive indique une exportation nette (>0) et une valeur négative une importation nette (<0))

La Belgique a importé 14,0 TWh nets (une combinaison de 25,3 TWh d'importations et 11,3 TWh d'exportations) sur l'ensemble de ses frontières. 2,1 TWh nets ont été exportés vers le Royaume-Uni, tandis que 16,1 TWh ont été importés depuis les pays voisins Core. Le solde des importations et des exportations est présenté sur une base mensuelle, par région, dans la figure 4.

La figure 4 suivante présente l'évolution des revenus annuels générés par des capacités d'importation et d'exportation sur les frontières belges avec la France, les Pays-Bas, l'Allemagne et le Royaume-Uni, acquises par les acteurs du marché dans le cadre d'enchères explicites, valables pour l'année suivante, le trimestre suivant ou le mois suivant. Cette figure montre que les acteurs du marché ont payé un montant de 50,6 millions d'euros pour acquérir les capacités annuelles, trimestrielles et mensuelles offertes en 2025, soit plus de la moitié de la valeur des capacités en 2024 (321,5 millions d'euros).

[56] Décision (B)3046 du 7 juin 2025 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Elia Transmission Belgium et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Core, de modifications apportées à la méthodologie de calcul coordonné de la capacité pour l'échéance infrajournalière.

[57] Décision (B)3106 du 18 septembre 2025 relative à la demande de la SA Elia Transmission Belgium d'approbation d'une dérogation à la mise en œuvre de l'heure de fermeture du guichet du marché infrajournalier entre zones pas plus de 30 minutes avant le temps réel.

[58] Décision (B)3129 du 11 décembre 2025 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM, de dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943 portant sur une capacité disponible minimale d'échange entre zones.

Comme la plupart des années précédentes, les revenus générés par les enchères annuelles en 2025 ont été plus importants que ceux générés par les enchères mensuelles vu que les volumes de capacité offerts pour les enchères annuelles sont plus élevés que ceux offerts pour les enchères mensuelles.

Les revenus annuels générés par des capacités d'importation et d'exportation sur les frontières belges avec la France, les Pays-Bas, l'Allemagne et le Royaume-Uni, acquises par les acteurs du marché dans le cadre d'enchères explicites, valables pour l'année suivante, le trimestre suivant ou le mois suivant. Ce tableau montre que les acteurs du marché ont payé un montant de 50,6 millions d'euros pour acquérir les capacités annuelles, trimestrielles et mensuelles offertes en 2025, soit plus de la moitié de la valeur des capacités en 2024 (321,5 millions d'euros). Comme la plupart des années précédentes, les revenus générés par les enchères annuelles en 2025 ont été plus importants que ceux générés par les enchères mensuelles vu que les volumes de capacité offerts pour les enchères annuelles sont plus élevés que ceux offerts pour les enchères mensuelles.

Année	Enchères annuelles	Enchères mensuelles	Enchères trimestrielles	Total
2016	33,4		30,8	64,2
2017	42,0		22,7	64,7
2018	40,2		59,8	100,0
2019	60,2	0,0	18,7	78,9
2020	44,9	7,0	17,6	69,5
2021	87,2	16,4	120,1	223,8
2022	269,5	0,0	330,7	600,3
2023	524,5	77,9	107,7	710,0
2024	216,1	10,4	95,0	321,5
2025	**321,1**	**41,8**	**138,8**	**501,6**

Figure 18 : Apports annuels des capacités mises aux enchères aux échéances mensuelles et annuelles (en millions d'euros)

L'évolution des rentes de congestions commerciales brutes générées par le couplage des marchés en J-1, avant compensation des droits de long terme, est illustrée à la figure 5 pour le marché belge de 2015 à 2025. Cette figure montre les re venus totaux du marché journalier par frontière. En pratique, cette somme est répartie entre les détenteurs de droits à long terme et le gestionnaire du réseau de transport.

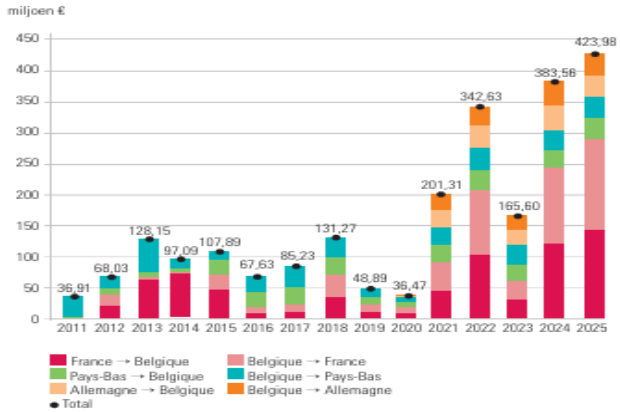


Figure 19 : Rentes de congestion journalière brutes du couplage des marchés

En 2025, les rentes de congestion brutes générées aux frontières belges à D-1 s'élevaient à 423,98 millions d'euros, lesquelles ont été entièrement reversées aux utilisateurs du réseau de transport. Ce montant, qui était historiquement le plus élevé jamais enregistré aux frontières belges, correspond à une augmentation (relativement limitée) de 10,5 % par rapport à 2024, mais de 156 % par rapport à 2023, où il n'était en core que de 156,6 millions d'euros. Les rentes de congestion sont générées aux trois frontières belges dans la région CWE ou Core : 67,7 millions d'euros à la frontière belgo-néerlan daise, 288,9 millions d'euros à la frontière franco-belge et 67,4 millions d'euros à la frontière germano-

belge. Cette augmentation record des rentes de congestion résulte d'un nombre élevé d'échanges transfrontaliers combiné à des écarts de prix très importants, en particulier entre la Belgique et la France – une situation déjà observée en 2024, mais qui s'est encore accentuée en 2025.

Les échanges sur la frontière belgo-britannique à travers Nemo Link génèrent aussi des rentes de congestion. Contrairement aux rentes de congestion générées sur les autres frontières belges, celles-ci sont attribuées en priorité aux investisseurs de Nemo Link, à savoir Elia et National Grid. Cette attribution se fait dans les limites fixées dans le cadre du mécanisme « *cap and floor* ». Les rentes de congestion ne bénéficient aux utilisateurs du réseau de transport que lorsqu'elles sont supérieures au « cap ». En 2025, les rentes de congestion sur Nemo Link ont dépassé le « cap ». Si ce dépassement se poursuit au cours de la période 2026-2028, NEMO Link paiera un montant encore à déterminer qui sera déduit des coûts à couvrir par les tarifs de transport belges pour la période 2028-2031.

2.4.2 Implémentation des Règlements européens

L'entrée en vigueur de plusieurs règlements européens a engendré des tâches supplémentaires pour certaines autorités de régulation, dont la CREG, et a renforcé le besoin de coopération européenne et régionale. Dans le cadre de la mise en œuvre des règlements européens (notamment CACM[59], FCA[60], EB[61], SO[62], ER[63], RfG[64] et 2019/94370[65]), la CREG doit, avec d'autres autorités de régulation, prendre des décisions au sujet de plusieurs propositions des gestionnaires de réseau de transport et des opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) européens. Ces propositions comportent des méthodologies essentielles pour faciliter l'harmonisation, l'intégration et l'efficacité du marché de l'électricité européen et l'achèvement du marché intérieur de l'énergie pleinement intégré.

2.4.2.1 Règlement européen sur l'électricité

La CREG a approuvé une demande de dérogation d'Elia concernant le délai de mise en œuvre de l'heure de ferme ture du guichet infrajournalier entre zones. La CREG a pris en compte l'analyse d'impact et le plan d'action d'Elia et a décidé de fixer au 31 mars 2027 la date limite pour la préparation interne d'Elia en vue de faciliter cette échéance à 30 minutes maximum avant le temps réel.[66]

2.4.2.2 Règlement européen CACM

La CREG a approuvé une proposition d'Elia visant à modifier la méthodologie de calcul coordonné de la capacité pour l'échéance infrajournalière dans la région Core. Cette modification concernait la mise

[59] Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant des lignes directrices relatives à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.
[60] Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant des lignes directrices relatives à l'allocation de la capacité à long terme.
[61] Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant des lignes directrices relatives à l'équilibrage de l'électricité.
[62] Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant des lignes directrices relatives à l'exploitation du système de transport de l'électricité.
[63] Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du système électrique.
[64] Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement des générateurs au réseau.
[65] Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant le marché intérieur de l'électricité.
[66] Décision (B)3106 du 18 septembre 2025 relative à la demande de la SA Elia Transmission Belgium d'approbation d'une dérogation à la mise en œuvre de l'heure de fermeture du guichet du marché infrajournalier entre zones pas plus de 30 minutes avant le temps réel.

en œuvre d'un nouveau calcul, dans le cadre de la méthode IDCC(c), à 4 heures du matin le jour de la fourniture. Cette approbation a été donnée après concertation avec les autres autorités de régulation concernées dans la région de calcul de capacité Core.[67]

En outre, la CREG a également approuvé une proposition d'Elia visant à modifier les procédures de réserve dans le couplage de marchés day-ahead Core, afin d'harmoniser les règles d'allocation des capacités soumises aux enchères fictives entre toutes les frontières des zones de dépôt des offres européennes. Cette approbation a été donnée après concertation avec les autres autorités de régulation concernées dans la région de calcul de capacité Core.[68]

2.4.2.3 Le respect de la règle des 70 %

La CREG a approuvé la demande d'Elia visant à obtenir une dérogation en 2026 à l'obligation de mettre à tout moment 70 % de la capacité de transport à la disposition du marché entre zones.[69] Comme les années précédentes, cette dérogation s'applique dans les circonstances spécifiques où les flux de boucle dépassent un seuil prédéterminé.

Conformément aux dispositions légales du Clean Energy Package européen, la CREG a également examiné dans quelle mesure Elia a respecté les marges minimales pour la capacité d'interconnexion mise à disposition en 2024.[70] Cette marge minimale s'élève, pour tous les éléments du réseau, à au moins 70 % de la capacité de transport maximale. En 2024, dans des conditions spécifiques liées à des flux de boucle excessifs, une dérogation à cette obligation a été appliquée, si bien que les marges minimales pendant ces moments étaient inférieures à 70 % de la capacité maximale.

Il ressort des analyses qu'entre le 1er janvier et le 31 décembre 2024, Elia a respecté au moins les marges minimales pendant 99,7 % des heures considérées et sur 100,0 % des éléments de réseau observés, en tenant compte de la dérogation pour les flux de boucle. Aussi bien en termes de conformité par élément de réseau que de conformité dans le temps, ce résultat représente une amélioration par rapport à l'année précédente.

L'étude montre également que la dérogation accordée en 2024 continue d'avoir un impact, malgré une diminution des flux de boucles observés par rapport aux années précédentes. L'amélioration des résultats observés est en grande partie due à des changements méthodologiques et opérationnels plutôt qu'à l'application de mesures correctives coûteuses. La CREG conclut que les déficits observés n'indiquent ni une congestion structurelle ni des marges extrêmement faibles.

[67] Décision (B)3046 du 27 juin 2025 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Elia Transmission Belgium et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Core, de modifications apportées à la méthodologie de calcul coordonné de la capacité pour l'échéance infrajournalière.

[68] Décision (B)3022 du 29 avril 2025 relative à la demande d'approbation de la SA Elia Transmission Belgium et de tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de capacité Core concernant les modifications aux procédures de repli.

[69] Décision (B)3129 du 11 décembre 2025 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM, de dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943 portant sur une capacité disponible minimale d'échange entre zones.

[70] Étude (F)2983 du 4 décembre 2025 relative au respect par ELIA TRANSMISSION BELGIUM SA des obligations concernant la capacité d'interconnexion qui a été mise à disposition des échanges entre zones en 2024.

2.4.3 Rapport sur l'évolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) et l'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières)

2.4.3.1 Evolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC)

Les tableaux ci-après donnent les prévisions de capacité annuelle et la capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique et les Pays-Bas et entre le Belgique et la France, la Belgique et le Royaume-Uni, la Belgique et l'Allemagne.

BELGIQUE VERS LA FRANCE[71]

Year	Offered Capacity (MW)	ATC (MW)	Requested Capacity (MW)	Allocated Capacity (MW)	Price €/MW	Auction start time
2026	200	200	4261	199	2,30	
2025	250	250	5661	250	3,25	
2024	250	250	4614	250	7,41	
2023	250	250	3578	250	98	16/11/22
2022	250	250	3284	250	29,23	23/11/21
2021	200	200	3247	200	4,87	08/12/20
2020	200	200	3268	200	2,08	10/12/19
2019	200	200	3510	199	1,76	07/12/18
2018	100	100	1441	100	2,31	05/12/17
2017	200	200	2963	200	2,08	30/11/16

Figure 20 : Capacité annuelle et capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique vers la France

FRANCE VERS LA BELGIQUE[72]

Year	Offered Capacity (MW)	ATC (MW)	Requested Capacity (MW)	Allocated Capacity (MW)	Price €/MW	Auction start time
2026	1325	1300	1158	1324	24,21	
2025	1669	1600	18908	1669	11,36	
2024	1600	1600	20380	1600	3,16	
2023	1450	1450	19552	1450	4,43	16/11/22

[71] Les capacités annuelles à la frontière entre la Belgique et la France sont mises aux enchères en plusieurs tours. Les capacités offertes, disponibles, demandées, et allouées dans les deux tableaux comprennent la somme de toutes les enchères réussies, les prix comprennent les prix moyens. Pour cette raison, la date de début des enchères n'est pas non plus incluse.

[72] *Ibidem*.

2022	1400	1400	12895	1400	1,75	23/11/21
2021	1400	1400	15293	1400	0,86	08/12/20
2020	1400	1400	12579	1400	1,36	10/12/19
2019	1400	1400	10814	1400	2,51	07/12/18
2018	1400	1400	11311	1400	1,50	05/12/17
2017	1450	1450	14898	1448	1,16	30/11/16

Figure 21 : : Capacité annuelle et capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la France vers la Belgique

BELGIQUE VERS LES PAYS-BAS

Year	Offered Capacity (MW)	ATC (MW)	Requested Capacity (MW)	Allocated Capacity (MW)	Price €/MW	Auction start time
2026	473	473	5184	472	6,22	20/11/25
2025	473	473	6112	473	7,40	25/11/24
2024	473	473	6311	473	3,96	20/11/23
2023	473	473	6548	473	13,24	16/11/22
2022	473	473	4867	473	4,79	23/11/21
2021	473	473	5612	200	2,16	08/12/20
2020	473	473	5591	200	1,73	10/12/19
2019	473	473	5060	199	2,23	7/11/18
2018	473	473	4859	100	1,85	20/11/17
2017	473	473	5632	200	1,22	21/11/16

Figure 22 : : Capacité annuelle et capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique vers les Pays-Bas

PAYS-BAS VERS LA BELGIQUE

Year	Offered Capacity (MW)	ATC (MW)	Requested Capacity (MW)	Allocated Capacity (MW)	Price €/MW	Auction start time
2026	473	473	5501	472	3,22	20/11/25
2025	473	473	7008	473	3,57	25/11/24
2024	473	473	6079	473	4,40	20/11/23
2023	473	473	7073	473	10,33	16/11/22
2022	473	473	5004	473	3,11	23/11/21

2021	473	473	5893	200	2,14	08/12/20
2020	473	473	5989	200	2,56	10/12/19
2019	473	473	4375	199	4,13	7/11/18
2018	473	473	5471	100	2,93	20/11/17
2017	473	473	4447	200	4,44	21/11/16

Figure 23 : : Capacité annuelle et capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre les Pays-Bas vers la Belgique

BELGIQUE VERS LE ROYAUME-UNI[73]

Year	Offered Capacity (MW)	ATC (MW)	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2026	611	611	6708	611	8,91	
2025	501	501	4787	499	9,98	
2024	608	600	7356	608	14,54	
2023	350	350	2457	350	13,44	
2022	675	675	4286	675	22,24	
2021	600	600	5605	600	9,21	
2020	100	100	5989	200	6,69	

Figure 24 : : Capacité annuelle et capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique vers le Royaume-Uni

ROYAUME-UNI VERS LA BELGIQUE[74]

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2026	557	527	6426	554	3,89	
2025	500	501	5930	499	4,65	
2024	574	525	6718	574	3,69	
2023	425	3535	1096	425	1,45	
2022	675	5118	5118	675	0,29	
2021	603	603	5919	600	0,35	

[73] Les capacités annuelles à la frontière entre la Belgique et le Royaume-Uni sont mises aux enchères en plusieurs tours. Les capacités offertes, disponibles, demandées et allouées dans les deux tableaux comprennent la somme de toutes les enchères réussies, les prix comprennent les prix moyens. Pour cette raison, la date de début des enchères n'est pas non plus incluse.
[74] *Ibidem*.

2020	100	100	1375	99	0,98	

Figure 25 : : Capacité annuelle et capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre le Royaume-Uni vers la Belgique

BELGIQUE VERS L'ALLEMAGNE

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2026	260	260	3506	260	9,35	17/11/25
2025	260	260	4731	259	9,66	25/11/24
2024	260	260	4326	260	5,60	20/11/23
2023	260	260	3490	260	27,4	16/11/22
2022	260	260	3337	260	5,16	23/11/21

Figure 26 : : Capacité annuelle et capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique vers l'Allemagne

ALLEMAGNE VERS LA BELGIQUE

Year	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction start time
2026	260	260	3525	260	3,76	17/11/25
2025	260	260	4972	260	4,00	25/11/24
2024	260	260	4467	260	5,11	20/11/23
2023	260	260	4411	260	12,26	16/11/22
2022	260	260	3823	260	4,26	23/11/21

Figure 27 : : Capacité annuelle et capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre l'Allemagne vers la Belgique

2.4.3.2 L'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières)

Afin de faciliter les échanges transfrontaliers d'électricité, les capacités disponibles sont calculées de manière coordonnée. Ce calcul coordonné permet de tenir compte des interdépendances entre les différentes frontières et des contraintes du réseau afin de déterminer les capacités pouvant être mises à disposition du marché tout en garantissant la sécurité du réseau.

Pour les frontières entre la Belgique, la France, les Pays-Bas et l'Allemagne/Luxembourg, le calcul de capacité est réalisé dans le cadre de la région de calcul de capacité Core (« Core CCR »)[75].

[75] ACER, « *Capacity Calculation* », informations relatives aux régions de calcul de capacité. La région Core comprend notamment les frontières belges avec la France, les Pays-Bas et l'Allemagne/Luxembourg.

Pour l'échéance day-ahead, une méthodologie de calcul de capacité fondée sur les flux (« flow-based ») est appliquée dans la région Core depuis juin 2022[76]. Cette méthodologie a remplacé celle précédemment appliquée dans la région d'Europe du centre-ouest (« CWE »).

En 2024, ACER a par ailleurs créé une nouvelle région de calcul de capacité « Central Europe », réunissant les régions Core et Italy North pour le calcul de capacité day-ahead[77]. En février 2025, la CREG a reçu une proposition d'Elia et des autres gestionnaires de réseau de transport concernés portant sur une méthodologie commune de calcul coordonné de la capacité day-ahead pour cette nouvelle région. Cette méthodologie, fondée sur les règles appliquées dans la région Core, vise notamment à intégrer les frontières entre la France et l'Irlande ainsi que celles entre l'Italie du Nord et les zones voisines[78].

Pour l'échéance intraday, le calcul de capacité dans la région Core repose également sur une approche flow-based[79]. Plusieurs calculs successifs permettent d'actualiser les capacités transfrontalières disponibles à mesure que l'échéance de livraison approche.

Une nouvelle étape de ce processus, dénommée « IDCC(c) », a été mise en œuvre en 2025. Par décision du 27 juin 2025, la CREG a approuvé les modifications apportées à la méthodologie de calcul coordonné de la capacité intraday de la région Core nécessaires à l'implémentation de cette méthode. Celle-ci prévoit notamment le calcul, le jour de la livraison, de la capacité transfrontalière destinée au marché intraday continu[80].

Pour les échéances à long terme, les capacités annuelles et mensuelles continuaient en 2025 à être allouées sur la base d'une approche fondée sur la capacité de transfert nette coordonnée (« cNTC »). La transition vers un calcul et une allocation des capacités à long terme fondés sur les flux (« long-term flow-based ») était toujours en cours de développement. Une phase de test externe (« external parallel run ») a débuté en novembre 2025, en vue de la mise en œuvre de cette méthodologie[81].

Enfin, le calcul des capacités relatives à l'interconnexion Nemo Link entre la Belgique et la Grande-Bretagne demeure distinct. Pour cette frontière, Elia applique une méthode fondée sur la capacité de transfert nette coordonnée (« cNTC »), tant pour le calcul day-ahead que pour le calcul intraday.

2.4.4 Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers

2.4.4.1 Single Intraday Coupling (SIDC)

Elia participe au couplage unique intrajournalier européen (« *Single Intraday Coupling* » ou « SIDC »), qui vise à permettre l'échange transfrontalier continu d'électricité sur le marché intrajournalier européen. À la fin de 2025, le SIDC couvre 25 pays[82].

[76] ACER, « *ACER amends the methodology for electricity intraday flow-based capacity calculation in the Core region* », 15 mars 2024. Voir également la méthodologie de calcul de capacité day-ahead de la région Core, mise en œuvre en juin 2022.

[77] ACER, décision n° 04/2024 du 19 mars 2024 relative à la définition des régions de calcul de capacité ; ACER, « *ACER introduces the new 'Central Europe' electricity capacity calculation region* », 21 mars 2024.

[78] Décision (B)3158 du 22 janvier 2026 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Elia Transmission Belgium et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Europe centrale, d'une méthodologie commune pour le calcul coordonné de la capacité pour le marché journalier. La décision précise que la proposition a été reçue par la CREG en février 2025.

[79] ACER, décision n° 03/2024 du 11 mars 2024 modifiant la méthodologie de calcul coordonné de la capacité intraday de la région Core ; ACER, « *ACER amends the methodology for electricity intraday flow-based capacity calculation in the Core region* », 15 mars 2024.

[80] Décision (B)3046 du 27 juin 2025 relative à la demande d'approbation de modifications de la méthodologie de calcul coordonné de la capacité pour l'échéance intraday dans la région Core.

[81] JAO, « *LTFBA – External Parallel Run* », 21 novembre 2025. La phase d'external parallel run du mécanisme Core Long-Term Flow-Based Allocation a débuté le 24 novembre 2025.

[82] ENTSO-E, « Single Intraday Coupling (SIDC) », rubrique « The Evolution of SIDC and its Geographical Scope ».

L'intégration du marché intrajournalier s'est poursuivie en 2025, notamment par l'extension de l'utilisation de produits d'une durée de 15 minutes. Par ailleurs, les enchères intrajournalières (« *Intraday Auctions* » ou « IDA »), mises en œuvre à l'échelle européenne depuis juin 2024 et auxquelles la Belgique participe, complètent désormais le marché intrajournalier continu en permettant l'allocation et la valorisation de la capacité transfrontalière à trois moments de la journée[83].

La situation de l'interconnexion Nemo Link entre la Belgique et le Royaume-Uni est distincte. Depuis le Brexit, cette interconnexion ne participe plus aux mécanismes européens de couplage day-ahead et intraday. La capacité transfrontalière est dès lors allouée au moyen d'enchères explicites. Pour l'intraday, des portes de nomination horaires sont maintenues, avec une clôture 70 minutes avant la livraison[84].

2.4.4.2 Coopération FCR

Elia participe à la « FCR Cooperation », qui organise l'acquisition commune de réserves de stabilisation de la fréquence (« *Frequency Containment Reserves* » ou « FCR »). En 2025, cette coopération rassemble douze GRT issus de neuf pays : l'Autriche, la Belgique, la République tchèque, le Danemark occidental, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas, la Slovénie et la Suisse. L'acquisition est organisée au moyen d'enchères journalières portant sur des produits symétriques de quatre heures[85].

Le 15 mai 2025, la CREG a approuvé, par sa décision (B)2970, une proposition modifiée d'Elia relative aux conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage pour la FCR[86].

2.4.4.3 CORESO

CORESO exerce depuis juillet 2022 les fonctions de centre de coordination régional (« Regional Coordination Centre » ou « RCC »), conformément au règlement (UE) 2019/943. Il fournit aux GRT, dont Elia, des services de coordination régionale destinés à contribuer à la sécurité et à l'efficacité du fonctionnement du système électrique européen[87].

Les missions des RCC ont été élargies par rapport aux cinq services historiquement assurés par les anciens coordinateurs régionaux de sécurité. CORESO assure aujourd'hui progressivement les différentes tâches de coordination prévues par le cadre réglementaire européen, notamment en matière d'analyse coordonnée de la sécurité, de calcul coordonné des capacités, de coordination des indisponibilités et de modèles communs de réseau[88].

[83] ENTSO-E, « *Intraday Auctions on SIDC* ». Les Intraday Auctions ont été mises en œuvre le 13 juin 2024 en Autriche, Belgique, Bulgarie, République tchèque, Croatie, Danemark, Estonie, Finlande, France, Allemagne, Grèce, Hongrie, Italie, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Pays-Bas, Norvège, Pologne, Portugal, Roumanie, Slovaquie, Slovénie, Espagne et Suède ; ENTSO-E, « *Single Intraday Coupling* (SIDC) », développements intervenus en 2025 concernant les produits de 15 minutes.

[84] Elia, « Nemo Link celebrates its fifth anniversary », communiqué de presse du 1er février 2024 ; JAO, « Nomination Information », version 2025, frontière BE-GB.

[85] ENTSO-E, « *Frequency Containment Reserves (FCR)* ». La FCR Cooperation réunit douze GRT de neuf pays et fonctionne sur la base d'enchères journalières portant sur des produits symétriques de quatre heures.

[86] Décision (B)2970 du 15 mai 2025 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification des conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage (« BSP ») pour les réserves de stabilisation de la fréquence (« FCR »).

[87] Article 35 et suivants du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

[88] CORESO, « *Tasks* ». CORESO est devenu un Regional Coordination Centre en juillet 2022.

2.4.4.4 *MARI*

La plateforme européenne MARI (« *Manually Activated Reserves Initiative* »), opérationnelle depuis octobre 2022, permet l'échange transfrontalier d'énergie d'équilibrage provenant des réserves de restauration de la fréquence à activation manuelle (« mFRR »).

Une évolution importante est intervenue en 2025 pour la Belgique : Elia a rejoint opérationnellement la plateforme MARI le 23 mai 2025[89]. Elia peut ainsi échanger de l'énergie d'équilibrage mFRR avec les autres GRT connectés à la plateforme européenne.

2.4.4.5 *PICASSO*

La plateforme européenne PICASSO (« *Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation* ») permet l'échange d'énergie d'équilibrage provenant des réserves de restauration de la fréquence à activation automatique (« aFRR »).

La plateforme est opérationnelle depuis juin 2022. Elia l'a rejointe le 28 novembre 2024 et a donc participé à PICASSO durant l'ensemble de l'année 2025[90]. Le délai d'activation complète (« *Full Activation Time* » ou « FAT ») applicable au produit aFRR est désormais de cinq minutes[91].

L'année 2025 a par ailleurs été marquée par la poursuite de l'élargissement de PICASSO à de nouveaux GRT européens[92].

2.4.4.6 *IGCC*

La plateforme « International Grid Control Cooperation » (« IGCC ») constitue la plateforme européenne pour le processus de compensation des déséquilibres (« imbalance netting »). Elle permet aux GRT participants de compenser des besoins d'équilibrage opposés et ainsi d'éviter des activations simultanées d'aFRR dans des directions opposées.

Elia reste membre opérationnel de cette coopération. En 2025, l'IGCC demeure complémentaire de la plateforme PICASSO dans le cadre de l'intégration européenne des marchés d'équilibrage.

2.4.5 Monitoring des plans d'investissement d'Elia : description des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement d'Elia avec une analyse de ces plans éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

2.4.5.1 *Plan pour le développement du réseau de transport fédéral*

Le plan de développement fédéral applicable en 2025 est le Plan de développement fédéral 2024-2034, approuvé par la ministre fédérale de l'Énergie en mai 2023. Ce plan identifie les besoins de développement du réseau de transport belge sur une période de dix ans et prévoit notamment le renforcement du réseau interne 380 kV, le développement de nouvelles liaisons, l'intégration de capacités supplémentaires de production éolienne offshore et le développement de nouvelles interconnexions.

[89] ENTSO-E, « Manually Activated Reserves Initiative (MARI) ». Elia a accédé avec succès à la plateforme MARI le 23 mai 2025.
[90] ENTSO-E, « PICASSO ». Elia a accédé à la plateforme PICASSO le 28 novembre 2024.
[91] Elia, « Design Note on aFRR Balancing Service », septembre 2025, section 6.1.2.5.
[92] En 2025, plusieurs nouveaux GRT ont notamment rejoint la plateforme, parmi lesquels ESO, Litgrid, IPTO/ADMIE, Fingrid, RTE, AST, Elering, Red Eléctrica et PSE.

Dans le cadre de sa compétence d'avis sur le plan de développement fédéral, la CREG analyse notamment sa cohérence avec le plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne (« Ten-Year Network Development Plan » ou « TYNDP »).

En 2025, ces travaux se sont inscrits dans le cadre du TYNDP 2024. ENTSO-E a soumis le projet de TYNDP 2024 à l'ACER le 9 avril 2025. L'ACER a rendu son avis sur ce projet en mai 2025 et a, en juillet 2025, publié son analyse de la cohérence entre les plans nationaux de développement des réseaux et le TYNDP européen.

Le prochain plan de développement fédéral belge couvrira la période 2028-2038. Sa publication est prévue en 2027.

2.4.5.2 Projets d'intérêt commun et projets d'intérêt mutuel

Depuis l'entrée en vigueur du règlement (UE) 2022/869 relatif aux réseaux transeuropéens d'énergie (« règlement RTE-E »), la liste de l'Union comprend, outre les projets d'intérêt commun (« PCI »), des projets d'intérêt mutuel (« PMI »), qui concernent les infrastructures reliant l'Union européenne à des pays tiers.

Durant l'année 2025, la liste applicable était la première liste de PCI et PMI adoptée dans le cadre du règlement RTE-E révisé par le règlement délégué (UE) 2024/1041.

Plusieurs projets concernant directement le réseau belge y figurent, parmi lesquels :

- l'interconnexion entre Lonny (France) et Gramme (Belgique), en tant que PCI ;
- les lignes intérieures situées à la frontière nord de la Belgique entre Zandvliet, Lillo-Liefkenshoek et Mercator (« Brabo II + III »), en tant que PCI ;
- l'interconnexion entre la région de Zeebrugge et Kemsley, dans le Kent (« Cronos »), en tant que PMI ;
- l'interconnexion hybride offshore entre la Belgique et le Danemark (« Triton Link »), en tant que PCI ;
- l'interconnexion hybride entre le réseau offshore belge et le Royaume-Uni (« Nautilus »), en tant que PMI.

2.4.5.3 Brabo III

En 2025, les travaux relatifs au projet Brabo III se sont poursuivis. Ce projet consiste à renforcer en 380 kV la liaison existante entre Liefkenshoek et le poste Mercator et contribue notamment au renforcement des capacités d'échange à la frontière nord. En février 2025, le chantier est entré dans une nouvelle phase avec l'installation des conducteurs de la nouvelle ligne. À cette date, Elia prévoyait une mise en service complète de Brabo III au printemps 2026.

2.4.5.4 Réseau offshore et nouvelles interconnexions

Le plan de développement fédéral 2024-2034 prévoit également le développement du réseau offshore autour de l'île Princesse Elisabeth et de nouvelles interconnexions hybrides.

Le projet Nautilus vise à établir une nouvelle interconnexion hybride d'une capacité de 1,4 GW entre la Belgique et le Royaume-Uni. Il doit relier le Royaume-Uni à l'île Princesse Elisabeth et permettre à la fois les échanges transfrontaliers d'électricité et l'intégration de production éolienne offshore. Le projet bénéficie du statut de PMI.

Le projet Triton Link vise quant à lui le développement d'une interconnexion hybride offshore entre la Belgique et le Danemark. Il bénéficie du statut de PCI. En 2025, le développement du projet s'est poursuivi, notamment dans le cadre des travaux de planification coordonnée des réseaux offshore en mer du Nord.

Le développement de ces infrastructures offshore est étroitement lié au renforcement du réseau interne belge. Les projets Ventilus et Boucle du Hainaut constituent à cet égard des éléments essentiels du futur réseau 380 kV permettant notamment d'intégrer au réseau terrestre l'augmentation attendue de la production offshore. En 2025, ces deux projets ont poursuivi leurs procédures de développement et d'autorisation.

Enfin, le 1er décembre 2025, la Commission européenne a adopté la deuxième liste de PCI et PMI établie sur la base du règlement RTE-E révisé. Cette liste comporte 235 projets. Elle n'est toutefois entrée en vigueur que le 9 avril 2026 et n'était donc pas encore la liste juridiquement applicable au 31 décembre 2025.

2.4.6 Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER

Depuis la sortie du Royaume-Uni du marché intérieur européen de l'électricité, la capacité de l'interconnexion Nemo Link entre la Belgique et la Grande-Bretagne est allouée explicitement aux différentes échéances. En 2025, ce régime demeure applicable[93].

Les travaux relatifs à l'amélioration des échanges d'électricité entre l'Union européenne et le Royaume-Uni se sont poursuivis. La solution de couplage envisagée dans l'accord de commerce et de coopération entre l'Union européenne et le Royaume-Uni, dénommée « *Multi-Region Loose Volume Coupling* » (« MRLVC »), n'était toujours pas mise en œuvre en 2025. À la suite des difficultés identifiées dans la conception de cette solution, l'Union européenne et le Royaume-Uni ont poursuivi en 2025 les travaux techniques visant à déterminer un modèle réalisable[94].

Au niveau régional, la CREG a poursuivi en 2025 sa coopération avec les autres autorités de régulation de la région de calcul de capacité Core, qui comprend notamment les frontières de la Belgique avec la France, les Pays-Bas et l'Allemagne/Luxembourg.

Dans ce cadre, la CREG a approuvé, le 29 avril 2025[95], des modifications des procédures de repli applicables au couplage journalier des marchés dans la région Core. Ces modifications visent notamment à harmoniser les règles appliquées aux enchères parallèles (« *shadow auctions* ») entre les différentes frontières européennes.

La CREG a également approuvé, le 27 juin 2025[96], en concertation avec les autres autorités de régulation de la région Core, des modifications de la méthodologie de calcul coordonné de la capacité pour l'échéance infrajournalière. Ces modifications portent sur la mise en œuvre de la méthode « IDCC(c) », qui permet un nouveau calcul de la capacité transfrontalière disponible pour le marché infrajournalier continu le jour de la livraison.

[93] Décision (B)2188 du 11 février 2021 relative aux règles alternatives d'allocation et de nomination pour la frontière Belgique–Grande-Bretagne. Cette décision constitue la base du régime explicite post-Brexit. La Commission européenne confirme que les échanges avec la Grande-Bretagne ne sont plus effectués au moyen des mécanismes européens de couplage du marché.

[94] Recommandation (UE) 2025/172 relative au développement du Multi-Region Loose Volume Coupling. Le comité spécialisé UE-Royaume-Uni a notamment constaté que l'approche fondée sur les « Preliminary Order Books » n'était pas viable et demandé aux GRT de poursuivre une phase de validation du concept. Les travaux techniques se sont poursuivis au cours de 2025.

[95] Décision (B)3022 du 29 avril 2025 relative à la demande d'approbation d'Elia et des GRT Core concernant des modifications aux procédures de repli. La CREG indique que les modifications visent à harmoniser les règles d'allocation par enchères parallèles entre les frontières européennes.

[96] Décision (B)3046 du 27 juin 2025 relative aux modifications de la méthodologie de calcul coordonné de la capacité pour l'échéance infrajournalière dans la région Core. La modification concerne l'implémentation de la méthode IDCC(c).

Parallèlement, les travaux relatifs à la nouvelle région de calcul de capacité « Europe centrale » (« Central Europe »), destinée à élargir la coopération existant au sein de la région Core, se sont poursuivis. En février 2025, la CREG a reçu d'Elia et des autres GRT concernés une proposition de méthodologie commune pour le calcul coordonné de la capacité à l'échéance journalière. Cette méthodologie étend les règles appliquées dans la région Core aux frontières entre la France et l'Irlande ainsi qu'entre l'Italie du Nord et les zones voisines[97].

La CREG continue également à coopérer avec les autres autorités de régulation au sein de la zone synchrone Europe continentale pour les questions relatives à la gestion et au maintien de l'équilibre des réseaux interconnectés à une fréquence de 50 Hz, ainsi qu'au sein de la région d'exploitation du réseau « Europe centrale » dans le cadre de la mise en œuvre régionale du règlement (UE) 2017/1485.

2.5 CONFORMITÉ

2.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations

En 2025, ACER a adopté plusieurs décisions juridiquement contraignantes dans le domaine de l'électricité qui concernent notamment les échanges transfrontaliers, le couplage des marchés et l'équilibrage.

Parmi celles-ci figurent notamment la décision n° 01-2025 du 30 janvier 2025 modifiant la méthodologie harmonisée d'allocation de la capacité entre zones pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves[98], ainsi que la décision n° 03-2025 du 28 mars 2025 modifiant la méthodologie relative aux produits pouvant être pris en compte dans le couplage unique intrajournalier[99].

Le 14 août 2025, ACER a également adopté la décision n° 07-2025 relative à l'évaluation européenne de l'adéquation des ressources (« European Resource Adequacy Assessment » ou « ERAA ») 2024[100].

En fin d'année, ACER a notamment adopté la décision n° 10-2025 du 17 décembre 2025 modifiant la détermination des régions de calcul de capacité, qui poursuit l'intégration des régions Core et Italy North au sein de la région « Central Europe »[101], ainsi que la décision n° 11-2025 du 22 décembre 2025 relative aux heures d'ouverture et de fermeture des guichets infrajournaliers entre zones[102].

[97] Décision (B)3158 du 22 janvier 2026. Cette décision est postérieure à l'année couverte par ton rapport, mais elle établit expressément qu'en février 2025 la CREG avait reçu la proposition des GRT relative à la méthodologie de calcul day-ahead de la nouvelle région Europe centrale.

[98] ACER, décision n° 01-2025 du 30 janvier 2025 relative à la modification de la méthodologie harmonisée d'allocation de la capacité entre zones pour l'échange de capacités d'équilibrage ou le partage de réserves.

[99] ACER, décision n° 03-2025 du 28 mars 2025 relative aux produits pouvant être pris en compte dans le couplage unique intrajournalier.

[100] ACER, décision n° 07-2025 du 14 août 2025 relative à l'European Resource Adequacy Assessment 2024.

[101] ACER, décision n° 10-2025 du 17 décembre 2025 relative à la modification de la détermination des régions de calcul de capacité.

[102] ACER, décision n° 11-2025 du 22 décembre 2025 relative aux heures d'ouverture et de fermeture des guichets infrajournaliers entre zones.

2.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre du GRT Elia, des GRD et des entreprises d'électricité actives sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives

2.5.2.1 Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2025.

2.5.2.2 Région flamande

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2025.

2.5.2.3 Région wallonne

Les décrets électricité[103] et gaz[104] investissent la CWaPE d'une mission générale de contrôle et de surveillance tant en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie qu'en ce qui concerne l'application des décrets électricité et gaz et de ses arrêtés d'exécution. Les décrets précités accordent à la CWaPE le droit d'émettre une injonction en cas de non-respect de certains articles de décrets de leur arrêté d'exécution et, après une audition, la possibilité d'infliger une amende. Les procédures d'injonction lancées dans le cadre des dysfonctionnements du marché se trouvent au point 2.6.5.3.

2.5.2.4 Région de Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2025.

2.6 CONCURRENCE

2.6.1 Marché de gros

2.6.1.1 Prélèvement d'électricité

En 2024, le prélèvement total d'électricité des grands clients industriels raccordés au réseau de transport d'Elia est reparti à la hausse pour atteindre 17,57 TWh, après les baisses successives enregistrées en 2022 et 2023[105].

[103] Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.
[104] Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.
[105] Etude (F)3119 du 27 novembre 2025 relative à la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2024.

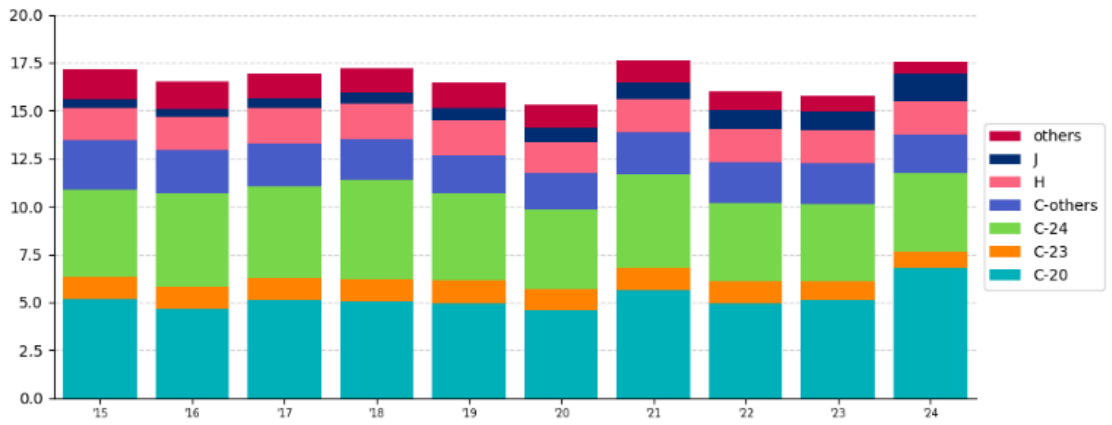


Figure 28 : Prélèvement d'électricité par secteur

Cette augmentation est principalement attribuable à l'industrie chimique et au secteur de l'information et de la communication, qui comprend notamment les centres de données. S'agissant de l'industrie chimique, cette évolution doit toutefois être interprétée avec prudence. L'augmentation du prélèvement est notamment portée par un nombre limité de points d'accès disposant d'unités locales de production au gaz naturel dont la production a fortement diminué en 2024. L'augmentation du prélèvement sur le réseau ne traduit donc pas nécessairement une augmentation équivalente de la consommation totale d'électricité du secteur.

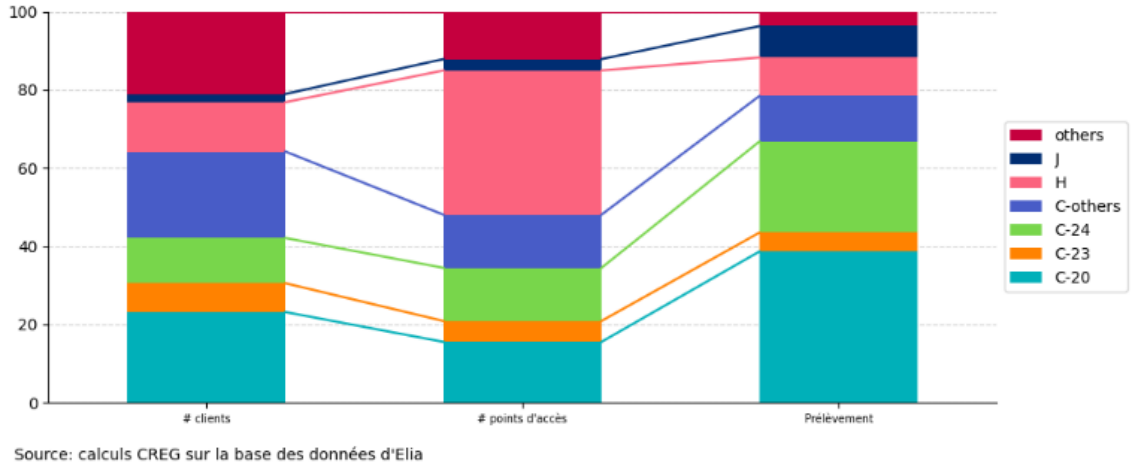


Figure 29 : Répartition par secteur du nombre de clients, points d'accès et prélèvement pour l'année 2024

En 2024, 206 points d'accès industriels, correspondant à 93 grands clients industriels, ont été approvisionnés par le réseau d'Elia.

L'analyse des profils de prélèvement met par ailleurs en évidence des différences importantes entre les secteurs industriels. Certains présentent une périodicité hebdomadaire marquée, notamment la fabrication de produits minéraux non métalliques, la métallurgie ainsi que le secteur des transports et de l'entreposage. En revanche, le profil hebdomadaire du prélèvement industriel considéré dans son ensemble demeure relativement stable au cours de la semaine.

Enfin, l'analyse réalisée par la CREG ne met pas en évidence de corrélation significative entre les variations du prix day-ahead et les profils habituels de prélèvement des grands clients industriels. Cette constatation n'exclut toutefois pas une réaction des clients industriels à des pics de prix ou à d'autres phénomènes ponctuels.

2.6.1.2 Base mensuelle

En 2024, le prélèvement industriel présente des variations importantes d'un mois à l'autre. L'analyse par secteur ne met toutefois pas en évidence de périodicité annuelle claire pour le prélèvement industriel considéré dans son ensemble. Certains secteurs présentent en revanche des profils saisonniers plus marqués.

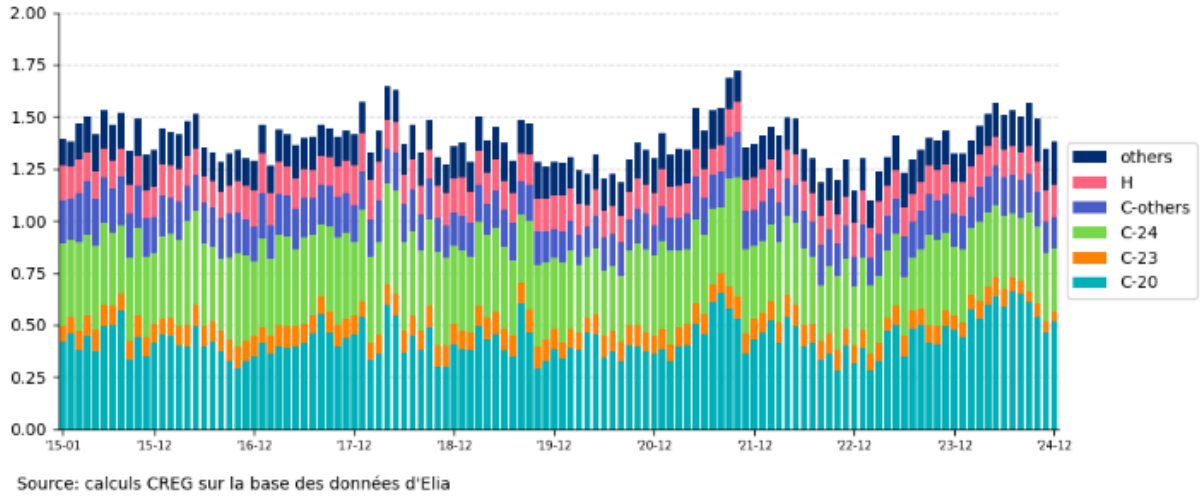


Figure 30 : Prélèvement mensuel d'électricité par secteur

2.6.1.3 Base journalière

L'analyse du profil hebdomadaire du prélèvement fait apparaître des différences importantes entre les secteurs industriels. Les secteurs de la fabrication de produits minéraux non métalliques, de la métallurgie ainsi que des transports et de l'entreposage présentent notamment une périodicité hebdomadaire marquée.

Certains secteurs enregistrent leur pointe de prélèvement durant la nuit tandis que d'autres atteignent leur maximum en journée. Ces variations tendent toutefois à se compenser de sorte que, considéré globalement, le profil hebdomadaire du prélèvement industriel reste relativement stable au cours de la semaine.

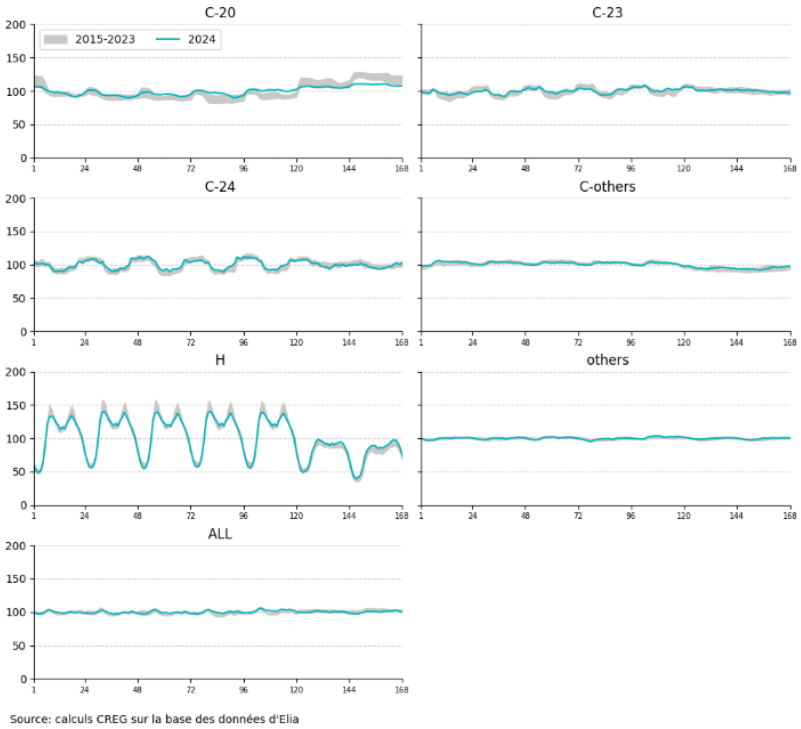


Figure 31 : Profil hebdomadaire du prélèvement horaire moyen

2.6.2 Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau et de l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de la concurrence pour le marché de gros

2.6.2.1 Energie électrique appelée

Sur la base des données transmises à la CREG, la charge du réseau Elia en 2025[106], sans tenir compte de la consommation des centrales de pompage (consommation nette plus pertes du réseau), a été estimée à 62 083 GWh en 2025. Par rapport à 2024, où elle s'élevait à 65 651 GWh, cela représente une baisse de 5,4 %. La charge de pointe sur une base quart-ho raire a été estimée à 12 074 MW en 2025, contre 12 019 MW en 2024, soit une augmentation de 0,5 % par rapport à l'année précédente (Source : Elia, pour 2024 : données provisoires, février 2025).

La figure 10 présente, par année, la charge moyenne mensuelle du réseau Elia pour les années 2015 à 2025. Par rapport à 2023, la baisse de la charge moyenne s'élève à 4,7 % en 2024. Ces chiffres n'ont pas été pondérés par les données météorologiques.

[106] Le réseau d'Elia comprend les réseaux à une tension d'au moins 30 kV en Belgique ainsi que le réseau Sotel/Twinerg dans le sud du Grand-Duché de Luxembourg. La charge du réseau Elia est un calcul basé sur les injections d'énergie électrique dans le réseau Elia. Elle comprend la production nette mesurée des centrales (locales) qui injectent à une tension d'au moins 30 kV et le bilan des importations et des exportations. Les installations de production raccordées à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution sont uniquement prises en compte pour autant qu'une injection nette sur le réseau Elia soit mesurée. L'énergie nécessaire au pompage de l'eau dans les réservoirs de stockage des centrales de pompage connectées au réseau Elia est soustraite. Les injections de la production décentralisée qui injectent de l'énergie à une tension inférieure à 30 kV dans les réseaux de distribution ne sont pas toutes incluses dans la charge du réseau Elia. Or, la part de ce segment dans la production a fortement augmenté ces dernières années. C'est pourquoi Elia a décidé de compléter sa publication avec une prévision de la charge totale de Belgique (source : Elia).

La production locale des sites connectés au réseau d'Elia n'a pas été entièrement prise en compte dans ces données.

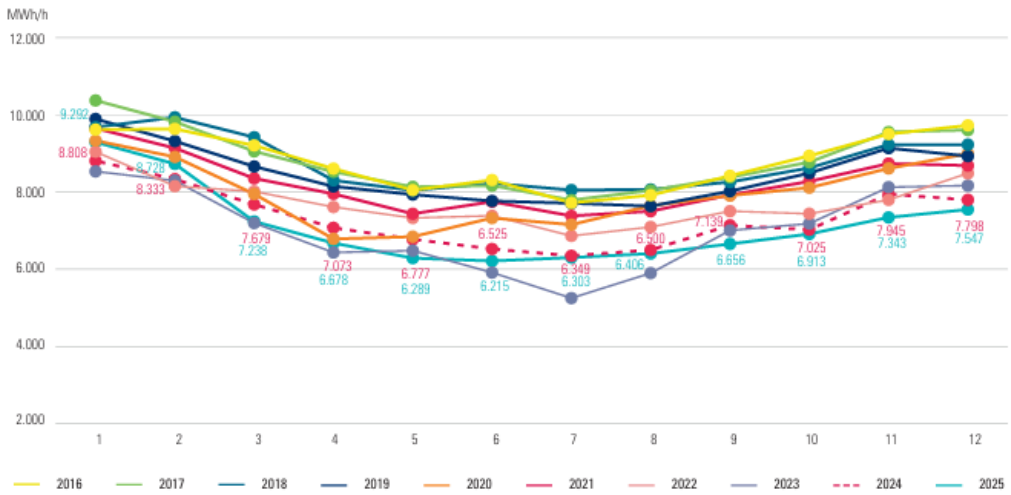


Figure 32 : Charge moyenne du réseau d'Elia sur une base mensuelle de 2016 à 2025

2.6.2.2 La part de marché de la production de gros

La figure ci-dessous donne une estimation, tant en valeur absolue (GW) qu'en valeur relative, des parts de marché belges dans la capacité de production de l'électricité à la fin de chaque année. Electrabel possède toujours une part de marché importante (66 %) par rapport à la production totale. Le deuxième acteur par ordre d'importance est Luminus qui détient une part de marché de 14 % en capacité de production. Les parts de marché de ces deux acteurs ont légèrement augmenté en 2025, tandis que celle du troisième acteur, TotalEnergies, a baissé à 7 %

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, reste élevé en 2025, avec une valeur de 4 622 (4 556 en 2023). À titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2 000.

La figure ci-dessous donne la même estimation mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. Au total, les unités raccordées au réseau Elia n'ont produit que 47,52 TWh en 2025, ce qui est inférieur au niveau de production de 2023 et 2022, mais représente une légère augmentation par rapport à 2024 (45,65 TWh). Cela s'explique notamment par la fermeture des centrales nucléaires.

La part de marché d'Electrabel a diminué de 14 points de pourcentage, passant de 78 % en 2024 à 64 % en 2025. L'indice HHI a fortement baissé en 2025, pour atteindre 4 780, ce qui témoigne néanmoins d'un marché encore très concentré.

Capacité de production (GW)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Engie/Electrabel	9,9	10,2	10,2	10,1	10,6	10,8	10,8	10,8	11,0	9,3	8,7	10,0
Luminus	1,8	1,7	1,9	2,0	2,6	2,6	2,6	2,6	2,3	2,2	1,5	2,1
TotalEnergies	0	0,0	0,4	0,7	0,7	0,7	1,0	1,0	0,6	0,6	1,0	1,1
RWE	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,9	0,9	0,9	0,7	0,7	0,6
Eneco	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7
Autres (<3%)	2,5	2,0	0,9	0,7	1,0	1,0	0,3	0,3	0,8	1,0	0,6	0,6
Total	**14,6**	**14,5**	**14**	**14,1**	**15,4**	**15,6**	**16,3**	**16,3**	**16,3**	**14,4**	**13,3**	**15,2**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Engie/Electrabel	68%	71%	73%	72%	69%	69%	66%	66%	67%	64%	66%	66%
Luminus	12%	12%	14%	14%	17%	16%	16%	16%	14%	15%	11%	14%
TotalEnergies	0%	0%	3%	5%	4%	4%	6%	6%	4%	4%	8%	7%
RWE	1%	2%	2%	2%	2%	2%	6%	6%	6%	5%	5%	4%
Eneco	2%	2%	2%	2%	2%	2%	4%	4%	4%	5%	6%	5%
Autres (<3%)	17%	14%	7%	5%	6%	6%	2%	2%	5%	7%	5%	4%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**
HHI	**4.760**	**5.160**	**5.510**	**5.430**	**5.050**	**5.100**	**4.730**	**4.730**	**4.865**	**4.431**	**4.556**	**4.622**

Figure 33 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité

	Énergie produite (TWh)																							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Engie/Electrabel	42,2	37,9	55,6	55	41,3	54,2	51,4	59,1	55,1	39,1	35,65	30,36	69%	68%	79%	77%	70%	73%	75%	75%	75%	70%	78%	64%
Luminus	7,5	7,3	7,2	8,5	9,7	11,7	7,9	11,3	9,5	6,8	1,91	8,46	12%	13%	10%	12%	17%	16%	11%	14%	13%	12%	4%	18%
TotalEnergies									1,6	2,4	2,88	3,31									2%	4%	6%	7%
RWE	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	1,1	1	1,2	2	1,04	1,32	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	1%	2%	4%	2%	3%
Eneco	0,7	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	1,4	2,3	1,9	2,5	2,23	2,14	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	3%	3%	4%	5%	4%
Autres (<3%)	8,4	7,4	3,8	4,4	4,1	4,5	4,5	3,5	2,5	2,9	1,93	1,93	14%	13%	5%	6%	7%	6%	7%	4%	3%	5%	4%	4%
Total	**60,8**	**56,1**	**70,4**	**71,7**	**58,7**	**74,3**	**68,6**	**78,7**	**73,6**	**55,7**	**45,65**	**47,52**	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
												HHI	**5.088**	**4.829**	**6.372**	**6.055**	**5.252**	**5.601**	**5.762**	**5.864**	**5.795**	**5.143**	**6.195**	**4.780**

1. Pour la période antérieure à 2022, l'énergie produite n'a pas été recalculée car elle était inférieure à 2 %.
2. L'énergie produite par T-Power est incluse dans les chiffres de RWE.

Figure 34 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite

2.6.2.3 L'échange d'énergie

Le prix sur le marché belge journalier s'élevait en moyenne à 82,6 €/MWh en 2025. Cela représente une hausse de 17,6 % par rapport à 2024, année où le prix, à 70,3 €/MWh, avait encore enregistré sa moyenne annuelle la plus basse depuis 2020. Les prix moyens sont nettement inférieurs aux niveaux extrêmes atteints lors de la crise énergétique de 2022 et 2023 (respectivement 244,5 €/MWh et 97,3 €/MWh), mais restent deux fois plus élevés que la moyenne historique (42,1 €/MWh entre 2015 et 2020). Cette évolution s'est manifestée dans une mesure similaire dans les zones de dépôt des offres voisines : en 2025, les prix journaliers s'élevaient en moyenne à 89,3 €/ MWh en Allemagne et à 86,8 €/MWh aux Pays-Bas. En France, comme en 2024, les niveaux de prix étaient nettement inférieurs : 61,1 €/MWh.

La convergence des prix est calculée comme le nombre d'heures pendant lesquelles les prix entre les zones de dépôt des offres concernées (Belgique, Pays-Bas, France, Allemagne/ Luxembourg et Autriche) diffèrent de moins de 1 €/MWh. L'effondrement de la convergence des prix est dû, d'une part, à un certain nombre d'évolutions du marché, notamment l'abondance de production nucléaire et renouvelable en France, en combinaison avec une faible demande pour l'électricité, qui ont mené à des écarts de prix entre la France et ses pays voisins. D'autre part, les capacités transfrontalières, malgré leur augmentation, ont été insuffisantes pour faire converger les prix.

En 2025, la convergence des prix entre toutes les zones de dépôt des offres de la région CWE n'était que de 6,8 %, contre 16,9 % en 2024 et 35,1 % en 2023. Cela confirme la forte baisse observée depuis 2020-2021, où ces prix convergeaient encore environ 50 % du temps.

En 2025, le marché journalier transfrontalier en Belgique et dans le reste de l'Europe est passé à une cotation quart-ho raire. Depuis le 1er octobre, les offres d'achat et de vente sont réglées tous les quarts d'heure, ce qui signifie que désormais, 96 prix day-ahead par jour sont fixés pour chaque zone de dépôt des offres au lieu de 24 précédemment.

Sur les marchés journaliers et infrajournaliers belges, deux gestionnaires de marché de l'électricité désignés sont restés actifs en 2025, à savoir EPEX SPOT et Nord Pool. le prix infrajournalier pondéré sur le marché EPEX SPOT a augmenté de 20,2 % en 2025 pour atteindre 82,6 €/MWh, contre 68,7 €/MWh en 2024.

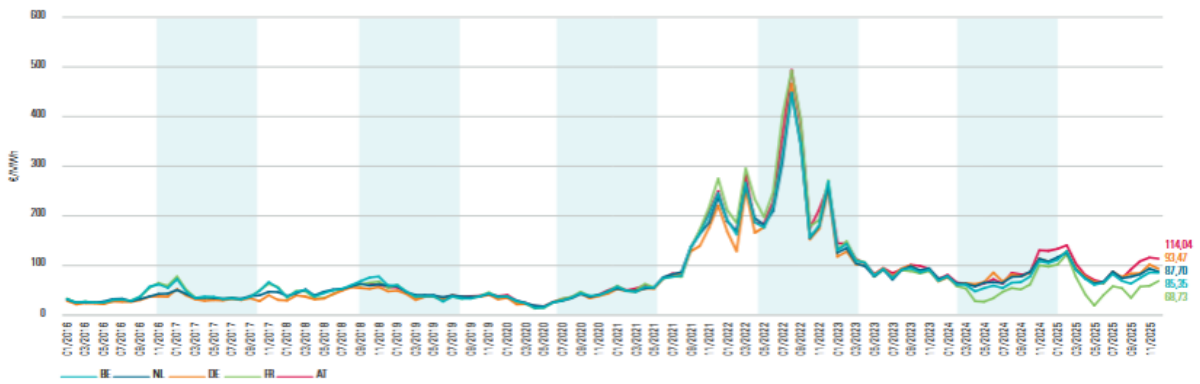


Figure 35 : Prix moyens mensuels pour la période 2016-2025 du marché journalier pour la fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE

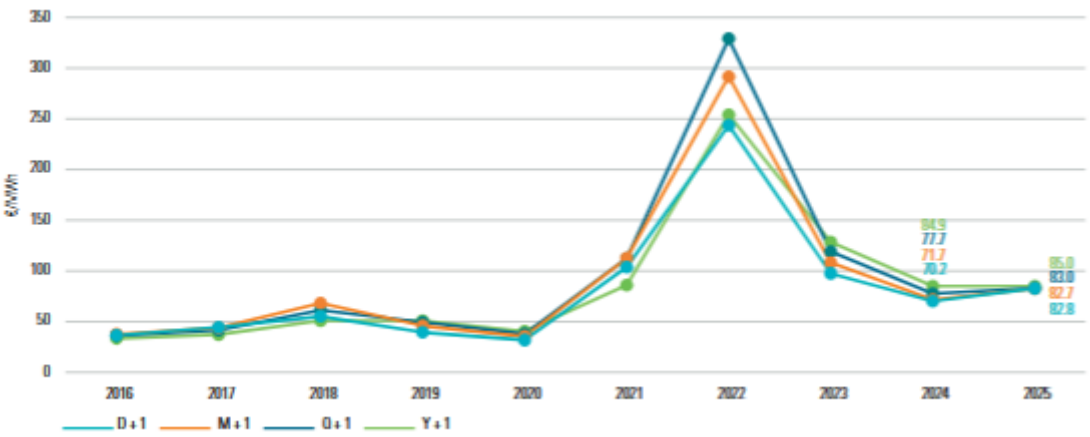


Figure 36 : Comparaison du prix de gros pour les contrats à court terme et à long terme

Electricity Wholesale market indicators	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Electricity Production Capacity (GW)	23,9	25,7	27,1	26,8	28,5	29,7
Number of active wholesale companies	56	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Grid Load (TWh)	70	71	64,0	57,9	59,9	62,1
Imports volume (TWh)	11,2	12,5	12,9	17,3	24,9	25,3
Exports volume (TWh)	12,1	20,1	19,2	14,5	14,2	11,3
Market share of the largest entities producing electricity (CR3) by capacity	86%	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Market share of the largest entities producing electricity (CR3) by volume	88%	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
HHI of electricity producers	5648	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV

Number of traders active in the wholesale market	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Traded volume in the spot electricity market (TWh)	NAV	18,2	22,1	19,8	23,0	26,6
Traded volume in futures markets	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Total Traded volume	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Average spot electricity price	31,89	104,1	244,5	97,3	70,3	82,6
Generation fuel mix by source (GW)						
• *Coal*	0	0	0	0	0	0
• *Natural gas*	6,6	7.6	7,3	7,0	7,0	6,2
• *Petroleum*	0,2	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
• *Nuclear*	5,9	5,9	4,9	4,9	3,9	2,1
• *Hydro*	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
• *Solar*	3,9	4,8	6,9	8,3	10,7	11,8
- *Wind (on- and offshore)*	3,8	4,8	5,3	5,4	5,4	5,8
Electricity production market share (%)	100%	100%	NAV	NAV	NAV	NAV
Total installed generation capacity	23,9	25,7	27,1	26,8	28,5	29,7

2.6.3 Marché de détail

En 2024, la CREG a poursuivi le suivi mensuel de l'évolution des prix sur les marchés de gros et de détail au moyen de son tableau de bord électricité et gaz naturel.

En mars 2024, le prix commercial moyen all-in de l'électricité pour un ménage belge consommant 3 500 kWh par an s'élevait à environ 1 222 euros par an, soit 34,91 c€/kWh. Le tableau de bord de la CREG permet également de suivre séparément l'évolution de la composante énergie ainsi que des coûts de transport et de distribution, des taxes et de la TVA[107].

En juillet 2024, le prix commercial moyen all-in de l'électricité pour ce même profil s'élevait à environ 1 097 euros par an, soit 31,35 c€/kWh. La Belgique se situait alors au troisième rang parmi les cinq

[107] https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Prices/Dashboard/tableaudebord202403.pdf

pays comparés par la CREG, derrière l'Allemagne et le Royaume-Uni mais devant la France et les Pays-Bas[108].

2.6.4 Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence et du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence

2.6.4.1 Niveau fédéral

2.6.4.1.1 Niveau des prix

Depuis 2012, la CREG établit une base de données répertoriant tous les produits ayant une composante énergie fixe et toutes les méthodes appliquées par les fournisseurs actifs en Belgique pour calculer les prix variables de l'énergie. La base de données reprend notamment toutes les formules d'indexation et tous les paramètres appliqués par les fournisseurs.

Au cours de l'année 2025, la mise à jour mensuelle de la base de données a été automatisée en ce qui concerne la composante énergie. Fin 2025, il ne restait plus que 3 fournisseurs pour lesquels la saisie se faisait encore manuellement, sur la base des ta rifs fournis. Début 2026, les fournisseurs restants seront intégrés dans le chargement automatique. La saisie automatique permet d'affiner encore les contrôles de qualité des données fournies.

Tous les éléments constitutifs de la formule de prix de la composante énergie, tels que l'abonnement, les paramètres d'indexation, les mark ups et coefficients y afférents, la contribution énergie verte et cogénération, et le partage d'énergie sont repris séparément dans la base de données.

La composante énergie est ensuite calculée pour certains clients types au moyen des consommations annuelles pertinentes.

Les résultats sont comparés par échantillonnage à ceux ressortant des modules de calcul des fournisseurs et des modules de comparaison de prix existants.

Dans le cadre de ses missions générales de contrôle, la CREG a également créé en 2012 une base de données permanente des prix de l'énergie dans les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas) et au Royaume-Uni. Outre la composante énergie, la CREG suit également mensuellement depuis 2012 les prix all-in (facture totale) belges et des pays voisins.

[108] https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Prices/Dashboard/tableaudebord202407.pdf

2.6.4.1.2 Évolution mensuelle du prix d'électricité en 2025

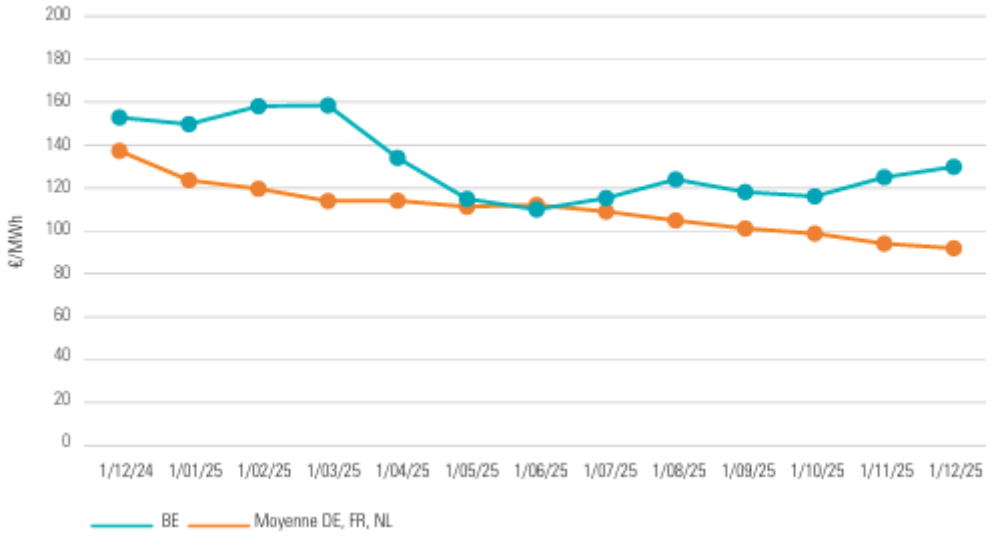


Figure 37 : Evolution mensuelle du prix de l'électricité en 2025 pour les PME et les indépendants (client type = 50 000 kWh/an)

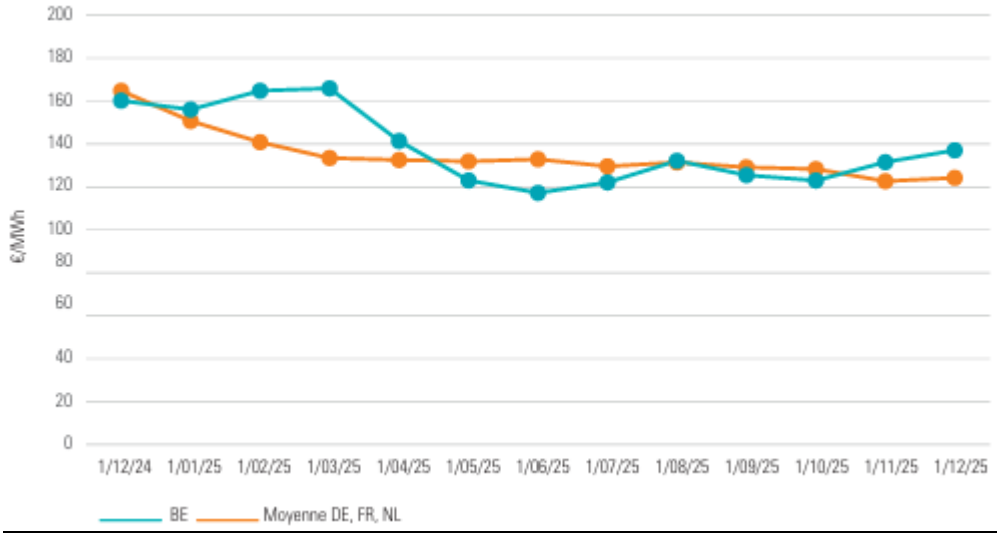


Figure 38 : Evolution mensuelle du prix de l'électricité en 2025 pour un client type résidentiel (client type = 3 500 kWh/an)

2.6.4.1.3 Energie fournie

La figure ci-dessous montre l'évolution de la quantité totale d'énergie fournie sur les réseaux de distribution (y compris sur les lignes directes), le réseau de transport local et le réseau de transport. Pour le gaz naturel, nous constatons une baisse de 2,09% par rapport à l'année précédente. Pour l'électricité, on note une hausse (3,84%) par rapport à l'année précédente.

C'est la première fois que la consommation d'électricité augmente alors que la consommation de gaz naturel diminue. Alors que l'utilisation du gaz naturel par le réseau de distribution a encore légèrement augmenté en 2024 (+2,5 %), l'utilisation du gaz naturel par le réseau de transport, les producteurs d'électricité et les grands consommateurs industriels en particulier, a connu une baisse significative (-7,2 %). Cela correspond notamment à l'observation selon laquelle la production d'électricité par les centrales au gaz a diminué de près de 33 % en 2024 par rapport à 2023.

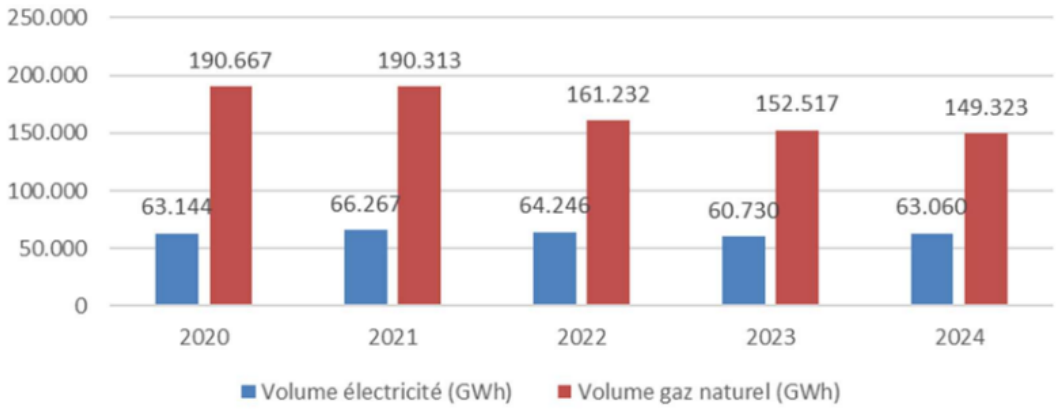


Figure 39 : Evolution de l'énergie fournie via les réseaux de distribution (+ lignes directes), de transport local et de transport

Outre la quantité d'énergie fournie, on peut également observer une évolution du nombre de points d'accès (= EAN) en Belgique. La Figure 2 nous apprend que, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel, le nombre de points d'accès a augmenté, jusqu'à 6.281.627 points d'accès pour l'électricité et 3.596.152 points d'accès pour le gaz naturel

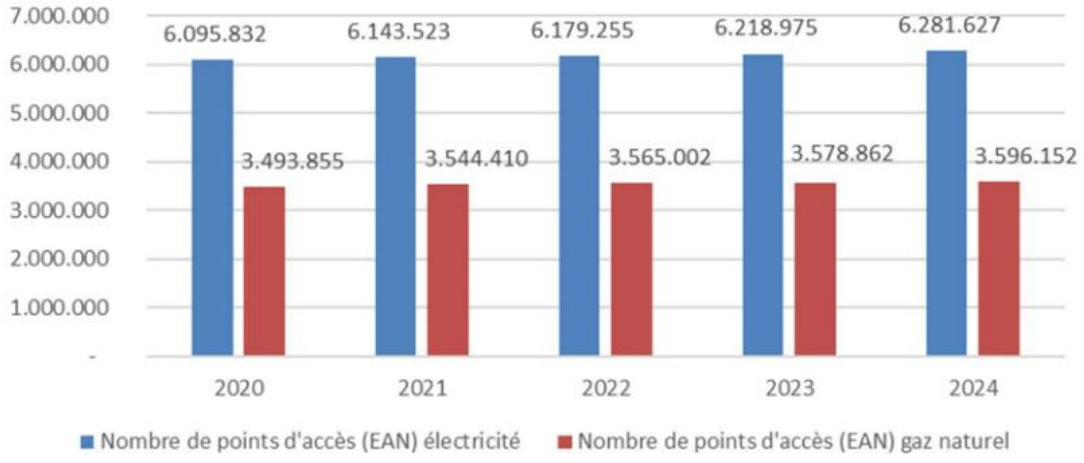


Figure 40 : Evolution du nombre de points d'accès (EAN)

2.6.4.1.4 Taux switch et degré de concentration

La Figure ci-dessous montre la proportion de clients électricité et gaz naturel qui ont changé de fournisseur d'énergie3 en Belgique au cours des dernières années.

Pour l'électricité et le gaz naturel, la tendance à la baisse qui s'est amorcée à partir de 2022 s'achève en 2024. L'évolution des taux de switch diffère d'une région à l'autre en fonction du segment de marché et du type d'énergie. Pour l'ensemble de la Belgique, le taux de switch sur le marché de l'électricité gagne 0,8 point de pourcentage en 2024 par rapport à 2023. Sur le marché du gaz naturel, il s'agit d'une augmentation plus limitée de 0,3 point de pourcentage.

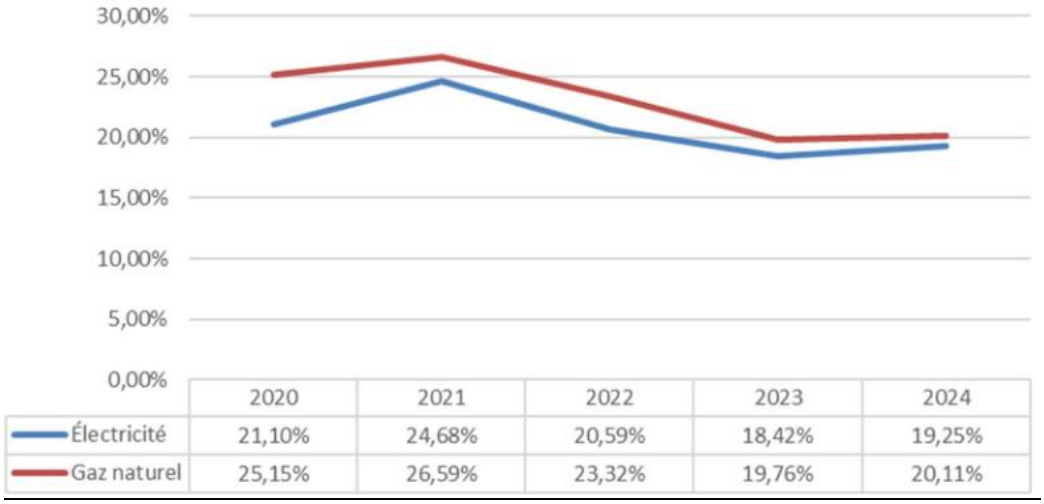


Figure 41 : Evolution du taux de switch pour la Belgique (%)

Bien qu'un marché libéralisé ait besoin d'un taux de changement suffisamment élevé pour que les consommateurs d'énergie en ressentent les effets positifs souhaités, cette concurrence exerce également une pression sur les marges bénéficiaires des fournisseurs d'énergie. Il est donc important d'éviter que cela ait un impact négatif, à long terme, sur l'innovation, l'entrée de nouveaux fournisseurs sur le marché et le fonctionnement durable de ce marché de l'énergie.

Le niveau de concurrence sur un marché s'évalue en constatant le nombre de fournisseurs actifs. La Figure suivante montre l'évolution au cours des cinq dernières années du nombre de fournisseurs actifs en Belgique, c'est-à-dire le nombre de fournisseurs actifs à la fois à Bruxelles, en Wallonie et en Flandre. Le nombre de fournisseurs actifs sur le marché belge a diminué légèrement en 2024 par rapport à l'année précédente.

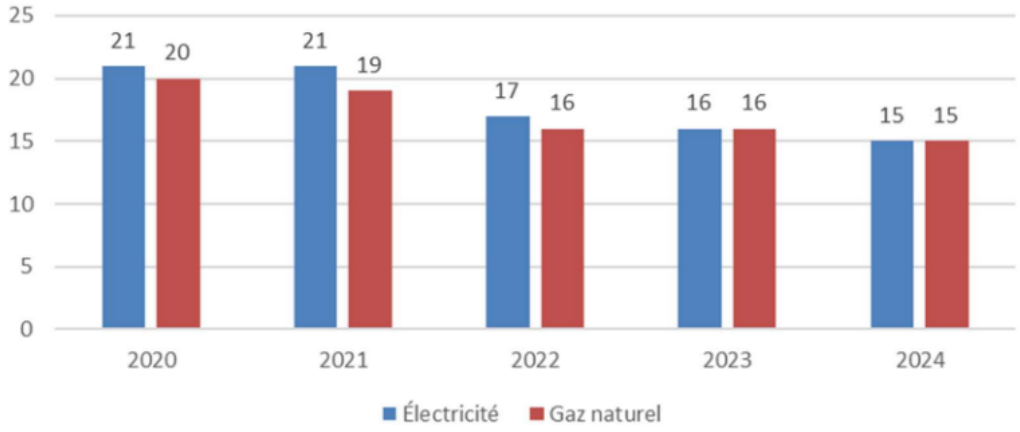


Figure 42 : Evolution du nombre de fournisseurs actifs en Belgique

2.6.4.1.5 HHI

Le degré de concentration du marché de l'énergie peut également être évalué à l'aide de l'indice Herfindahl-Hirschman (HHI). L'HHI prend en compte le nombre de fournisseurs ainsi que leur taille et peut varier de 0 (concurrence parfaite) à 10.000 (monopole). Les marchés présentant un HHI inférieur à 2.000 sont considérés comme compétitifs. Par contre, si l'HHI dépasse 2.500, cela représente un risque pour le fonctionnement du marché. La Figure 5 montre l'évolution de l'HHI en fonction du nombre de points d'accès sur le marché de l'énergie en Belgique, ventilé pour l'électricité et le gaz naturel. Il ressort clairement de ce graphique que le degré de concurrence sur le marché du gaz naturel

est toujours légèrement supérieur à celui du marché de l'électricité. En 2024, la concurrence sur le marché de l'électricité s'est légèrement améliorée. L'amélioration sur le marché du gaz naturel est plus significative. Pour l'électricité et le gaz naturel, l'HHI est toujours supérieur à 2.500. Après 2020, seules des valeurs supérieures à 2.500 ont été enregistrées. La dégradation du taux de compétitivité depuis 2021 est en partie due à un certain nombre de rachats et de faillites. On note aussi l'impact de certaines décisions (politiques) qui rendent le marché belge de l'énergie moins intéressant pour les fournisseurs. D'une part, les fournisseurs doivent se conformer à des règles plus strictes pour entrer sur le marché. D'autre part, le nombre d'obligations de service public qui leur incombent augmente, notamment en région wallonne et en région de Bruxelles-Capitale. Les marges bénéficiaires s'en trouvent amoindries.

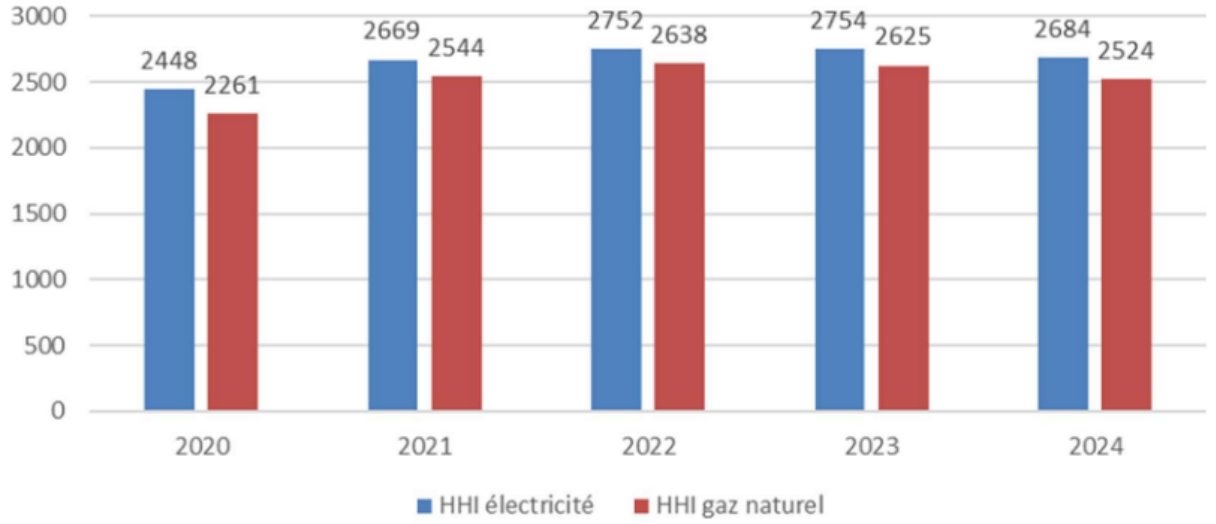


Figure 43 : Evolution de l'HHI pour la Belgique

2.6.4.1.6 La part de marché de détail de l'énergie

Enfin, les parts de marché en termes de quantité d'énergie fournie et de nombre de points d'accès sont également représentées en annexe. Une répartition est donnée par région et pour toute la Belgique. Il ressort de ces graphiques que les fournisseurs historiques Engie Electrabel et Luminus approvisionnent encore une grande partie du marché en Flandre et en Wallonie, mais que les parts de marché des petits acteurs augmentent également. À Bruxelles, les acteurs les plus importants sont Engie Electrabel et TotalEnergies Power & Gas Belgium. Il est à noter que le top 5 des fournisseurs en Région de Bruxelles-Capitale reste inchangé depuis près d'une décennie, traduisant un manque de renouvellement de l'offre et une faible dynamique concurrentielle.

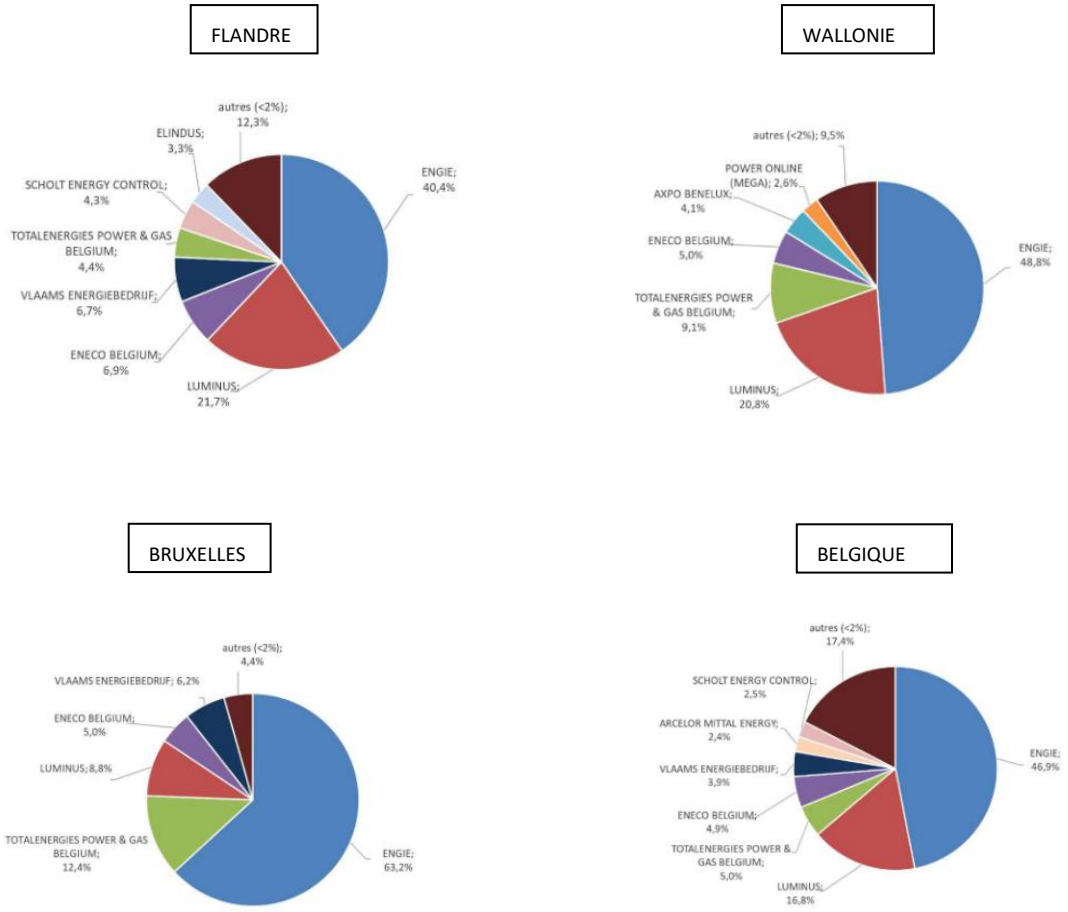


Figure 44 : Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs sur la base de l'énergie fournie

2.6.4.2 Région flamande

2.6.4.2.1 Niveau de transparance

Le VNR tente d'améliorer la transparence du marché de l'énergie en Flandre en suivant l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les clients professionnels (petites entreprises et commerces) et en fournissant des informations à ce sujet. Le VNR publie à cet effet des analyses sur les évolutions du marché dans son « *Marktrapport* » et une analyse de prix détaillée dans son "*Prijzenrapport*[109]". Le «*Marktrapport* » traite plusieurs thèmes tels que le taux de switches, l'offre du marché, les parts de marché, les plaintes et les services, ….

Le VNR publie également chaque mois des tableaux de bord interactifs[110] contenant des données sur le marché de l'énergie. Des données sont ainsi publiées sur le taux de changement et le HHI[111], l'offre du marché[112] et les prix. En ce qui concerne les prix, le site web de VNR présente une prospective de

[109] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2026-07
[110] https://www.vlaamsenutsregulator.be/cijfers
[111] https://www.vlaamsenutsregulator.be/cijfers/dashboard-marktaandelen-en-switches
[112] https://www.vlaamsenutsregulator.be/cijfers/dashboard-aantal-aangeboden-contracten

l'évolution des prix[113]. Depuis avril 2025, un tableau de bord montre également ce que les ménages flamands ont réellement payé pour leur consommation d'énergie[114] à partir de janvier 2024.

Un instrument très important afin d'augmenter la transparence sur le marché flamand de l'énergie est le V-test®, l'outil de comparaison mis à disposition sur le site web du VNR. Le V-test® permet aux ménages et aux petites entreprises de comparer gratuitement les offres des fournisseurs. Le V-test® couvre l'ensemble du marché de la Région flamande et affiche toutes les offres des fournisseurs qui sont accessibles au public.

Le VNR veille au respect des obligations légales en matière de transparence et de divulgation par le biais des factures de décompte. En automne 2025, les factures de décompte des fournisseurs d'électricité et de gaz qui approvisionnent les ménages en région flamande ont été vérifiées par le VNR. Les factures mensuelles ont été recalculées et pour certains fournisseurs, des fautes ont été constatées dans le calcul du montant dû. Le VNR a informé les fournisseurs par lettre de ces infractions et leur a demandé de les corriger. Tous les fournisseurs ont immédiatement procédé aux ajustements nécessaires.

2.6.4.2.2 Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence

- *IHH :*

La figure suivante montre l'évolution de l'IHH depuis 2020, calculée sur la base du nombre de points d'accès pour l'électricité. Cette figure montre que cette catégorie enregistre une légère baisse.

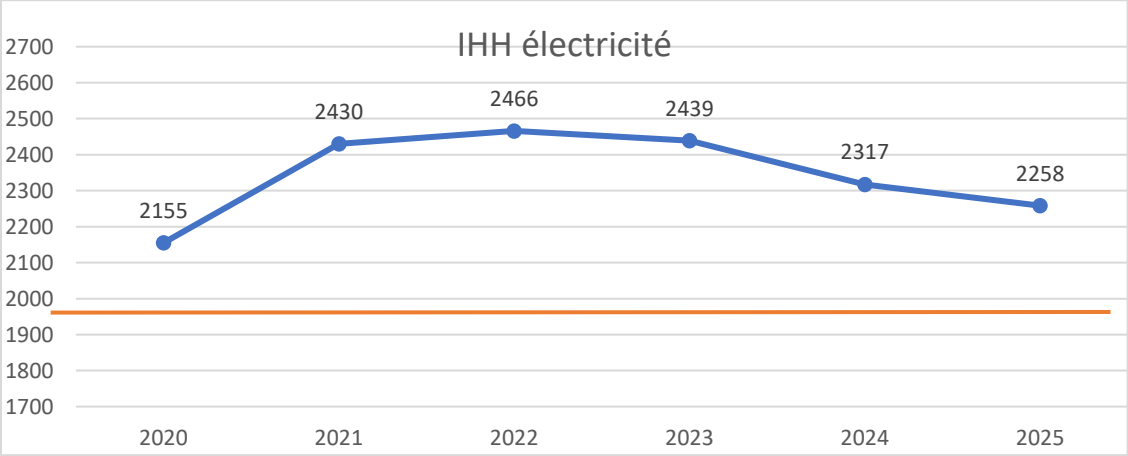


Figure 45 : Evolution du IHH électricité (sur la base du nombre de points d'accès pour l'électricité)

L'IHH total calculé sur la base du nombre de points d'accès pour l'électricité diminue, passant de 2 317 à 2 258 (-2,5 %). L'indice HHI peut alors également être calculé sur la base du volume d'électricité fourni. Pour l'ensemble du marché, il passe à 2 117 pour 2025. Il s'agit d'une baisse légère par rapport à l'année dernière. La raison en est que les parts de marché des plus grands fournisseurs ont diminué par rapport à 2024. Le marché est donc devenu plus concurrentiel.

[113] https://www.vlaamsenutsregulator.be/cijfers/dashboard-afnameprijzen-elektriciteit-vooruitblik et https://www.vlaamsenutsregulator.be/cijfers/dashboard-afnameprijzen-aardgas-vooruitblik

[114] https://www.vlaamsenutsregulator.be/cijfers/dashboard-afnameprijzen-elektriciteit-terugblik et https://www.vlaamsenutsregulator.be/afnameprijzen-aardgas-terugblik-dashboard

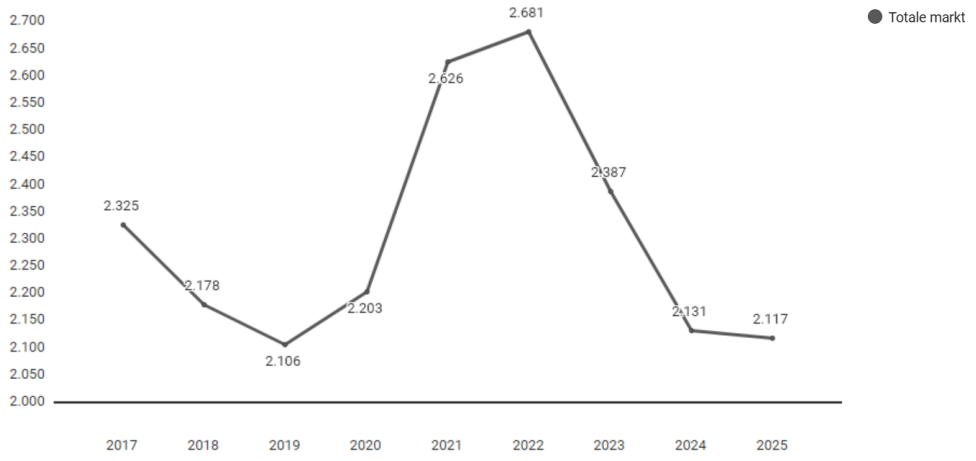


Figure 46 : Evolution du IHH électricité (sur la base du sur la base du volume d'électricité fourni)

- *Evolution de l'offre du marché :*

La figure ci-dessous montre que l'offre de contrats a augmenté en 2025 de 43% par rapport à 2024. L'explication principale pour la croissance peut être trouvée dans l'entrée de quelques nouveaux fournisseurs sur le marché de l'énergie flamand. En 2025, quatre fournisseurs ont obtenu une licence. Cela est dû également à la croissance de l'offre de contrats d'électricité dynamique. Depuis le déploiement des compteurs numériques le 1er janvier 2021, la consommation et l'injection d'électricité sont enregistrées toutes les heures ou tous les quarts d'heure. Cela permet de proposer des contrats dynamiques, ce qui explique que cette formule soit de plus en plus répandue dans l'offre. Après deux années au cours desquelles seulement deux fournisseurs ont proposé cette offre, à la fin de l'année 2023, sept fournisseurs ont inclus un contrat d'électricité dynamique dans leur offre. En 2024, ce nombre a presque doublé pour atteindre 13 fournisseurs. En 2025, il y avait 18 fournisseurs offrant un contrat dynamique.

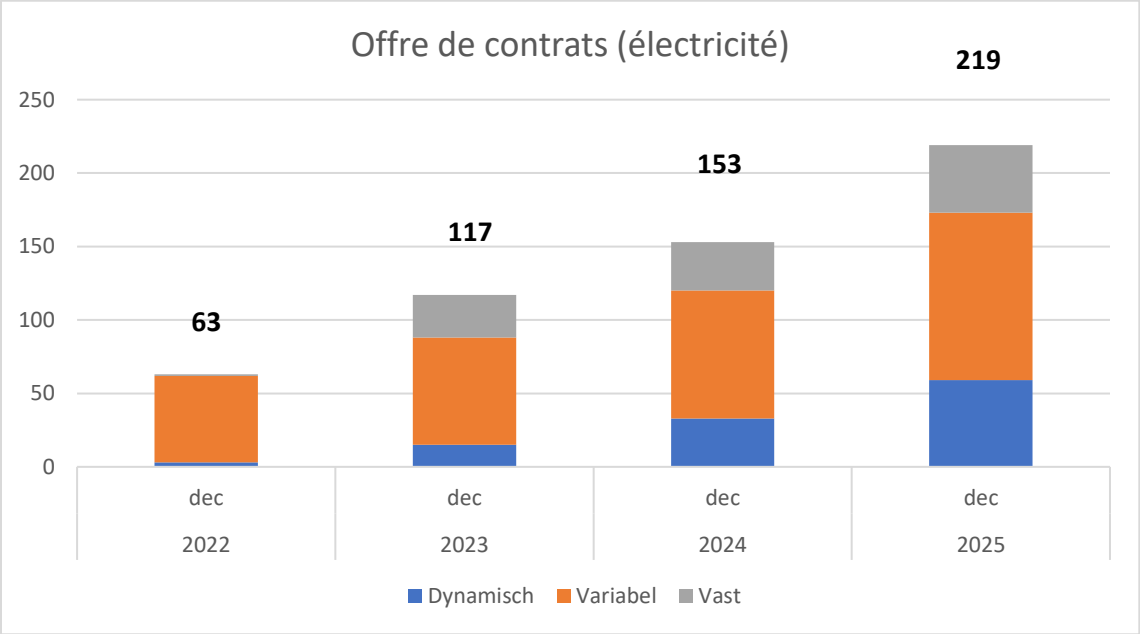


Figure 47 : Evolution de l'offre de contrats d'électricité en Région flamande

- *Taux de switches*

La figure 30 rend compte, par le biais du « chiffre switch », du nombre relatif de changements effectués par les clients d'électricité sur la base de leur propre choix. Les clients dropés au gestionnaire de réseau

de distribution pour cause de défaut de paiement ne sont donc pas pris en compte ici. Cette figure montre une hausse pour l'année 2025. (-0,95 points de pourcentage) Concrètement, 19,35% des clients d'électricité ont choisi un nouveau fournisseur en 2025. Parmi les ménages, ce pourcentage était de 18,94 % et parmi les entreprises de 21,09 %. Tant sur le marché de l'électricité que sur celui du gaz naturel, nous avons observé deux pics au cours de l'année 2025 : en mai et en août 2025. Nous constatons également un pic sur le marché de l'électricité en janvier 2025. Janvier est traditionnellement un mois où l'on observe de nombreux changements de fournisseur. Le pic du nombre de changements en mai 2025 semble quant à lui principalement résulter d'un achat groupé. Le pic d'août pourrait en outre s'expliquer en partie par le lancement du V-check le 1er juillet 2025 et la campagne de communication qui l'a accompagné. Grâce à ce nouvel outil, le seuil à franchir pour changer de fournisseur est plus bas.

D'après notre enquête annuelle[115], environ deux répondants sur trois indiquaient qu'ils ne changeraient pas de fournisseur au cours de l'année à venir. D'après ces mêmes enquêtes le prix reste la principale motivation pour changer de fournisseur. Pas moins de 75 % des ménages et 74 % des petites entreprises ont indiqué que c'était la raison principale pour laquelle ils ont choisi un nouveau fournisseur. Parallèlement, nous constatons que la fiabilité du fournisseur et le service offert reste de plus en plus importants pour les ménages et les entreprises lorsqu'ils choisissent un fournisseur.

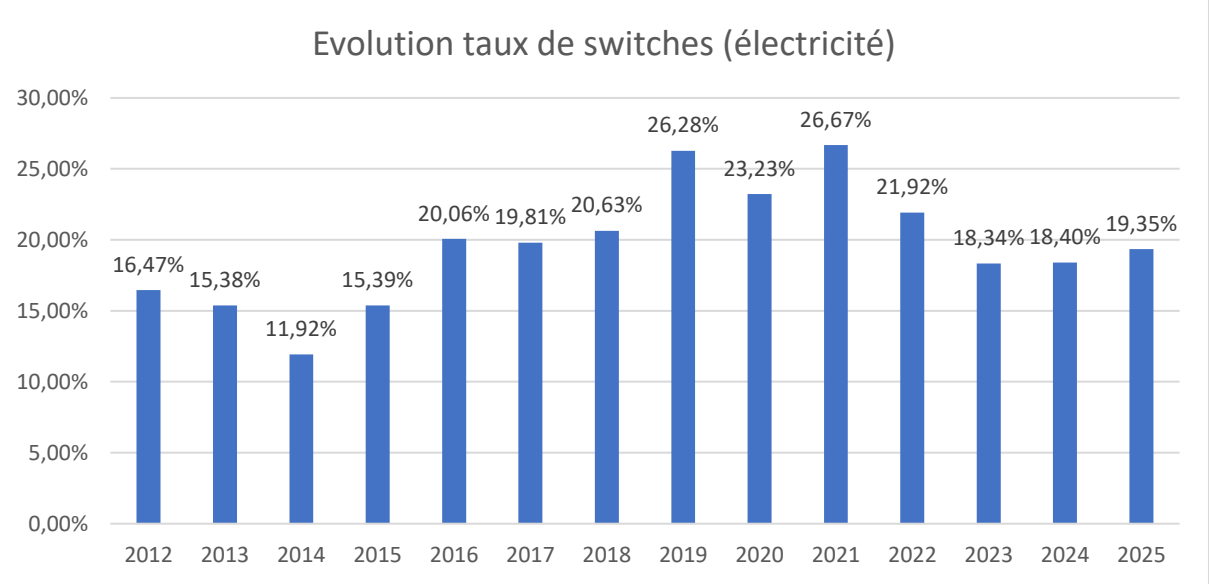


Figure 48 : Indicateur annuel dynamique du marché de l'électricité (%)

2.6.4.2.3 Monitoring du niveau des prix

Le « Prijzenrapport »[116] offre une analyse des prix en 2025 détaillée.

La figure ci-dessous montre le prix réel moyen (TVA incluse) pondéré payé par les ménages en Flandre pour 2024 et 2025 pour une consommation moyenne d'électricité[117]. Sur le marché commercial, les coûts ont augmenté de 13,55 % en 2025. Environ un foyer sur quatre avait un contrat à prix fixe en 2025. Ces foyers payaient en moyenne 131 euros de plus pour l'électricité que ceux ayant un contrat à prix variable. Les écarts de prix entre les différents types de contrats sont moins importants qu'en 2024. Cela s'explique principalement par le fait que de moins en moins de ménages avaient souscrit un contrat fixe coûteux issu de la crise énergétique de 2022.

[115] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-17
[116] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2026-07
[117] 1 600 kW en heures pointes et 1 900 kW en heures creuses.

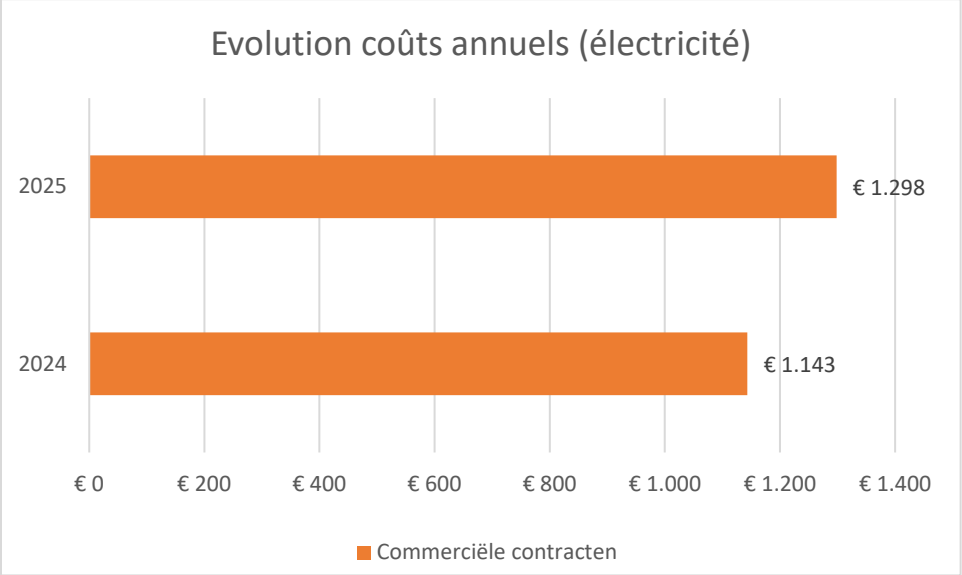


Figure 49 : montants annuels ponderés payés par un ménage en 2024 et 2025 (éléctricité – marché commercial)

En 2025, le contrat dynamique restait le moins cher, même si l'écart par rapport aux contrats fixes et variables s'était réduit. Une famille ayant souscrit un contrat dynamique payait en moyenne 1 203 euros d'électricité. C'est 62 euros de moins qu'avec un contrat variable et 193 euros de moins qu'avec un contrat fixe. En adaptant leur consommation aux prix horaires d'un tel contrat, les ménages peuvent réaliser davantage d'économies. Ces possibilités d'économies ont augmenté en 2025. Le nombre d'heures à prix négatifs a encore augmenté en 2025 pour atteindre 520 (soit 6 % de toutes les heures). La différence moyenne entre le prix horaire le plus élevé et le plus bas par jour était de 110 € (18 % de plus qu'en 2024). À la fin de l'année 2025, un peu moins de 1 % des ménages avaient un contrat dynamique.

Pour les différents contrats en cours chez les fournisseurs, nous avons calculé un prix moyen par fournisseur. Pour ce faire, nous avons multiplié le prix de chaque contrat par le pourcentage de clients ayant souscrit ce contrat auprès de ce fournisseur. Nous tenons ainsi compte de la taille du groupe de clients par contrat. En 2025, la différence de prix moyen entre les fournisseurs s'élevait à 191 euros pour les contrats d'électricité à prix variable et à 151 euros pour les contrats à prix fixe.

En 2025, une famille flamande équipée de panneaux solaires a économisé en moyenne 469 euros en consommant sa propre électricité solaire et a perçu en moyenne 107 euros, tous contrats fixes et variables confondus, pour l'électricité qu'elle a réinjectée dans le réseau. Ceux qui misent activement sur l'autoconsommation en tirent davantage profit. La part croissante de l'énergie solaire dans la production totale d'électricité a un impact négatif sur la valeur marchande de l'électricité injectée dans le réseau à partir de ces installations. Ce site entraîne une baisse des tarifs de rachat. Les rémunérations négatives pour le rachat d'électricité étaient plus fréquentes en 2025 qu'en 2024. En cas de tarifs de rachat négatifs, les propriétaires de panneaux solaires paient pour l'électricité qu'ils injectent dans le réseau. En 2025, près de 29 000 prosommateurs (selon les estimations) ont payé au moins un mois pour leur réinjection. C'est bien plus qu'en 2024, mais cela ne représente toujours qu'une petite partie de l'ensemble des prosommateurs équipés d'un compteur numérique.

2.6.4.3 Région wallonne

2.6.4.3.1 Publication

Tous les 6 mois, la CWaPE publie un rapport, accessible sur cette page de son site internet : https://www.cwape.be/node/138#observatoire-des-prix, visant tant à mettre à la disposition du public - notamment via la mise en place d'un « Observatoire des prix du gaz et de l'électricité » - un ensemble d'informations qui lui permettront de mesurer et de comprendre les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel depuis le 1er janvier 2007 qu'à éclairer les pouvoirs publics en leur fournissant les informations et les données chiffrées qui les aideront à évaluer le fonctionnement des marchés.

Le rapport de l'année 2025[118] est disponible sur le site internet de la CWaPE, il a pour objectif de :

- quantifier les différents éléments constitutifs (énergie, transport, distribution, parafiscalité) des prix de l'électricité et du gaz naturel ;
- mesurer objectivement les évolutions de ces prix.

Concrètement, ce sont les données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la mise à jour mensuelle du simulateur tarifaire de la CWaPE et concernant les tarifs de l'électricité et du gaz naturel qui servent de base à l'analyse développée quant à l'évolution des prix applicables à la clientèle résidentielle en Région wallonne.

2.6.4.3.2 Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence

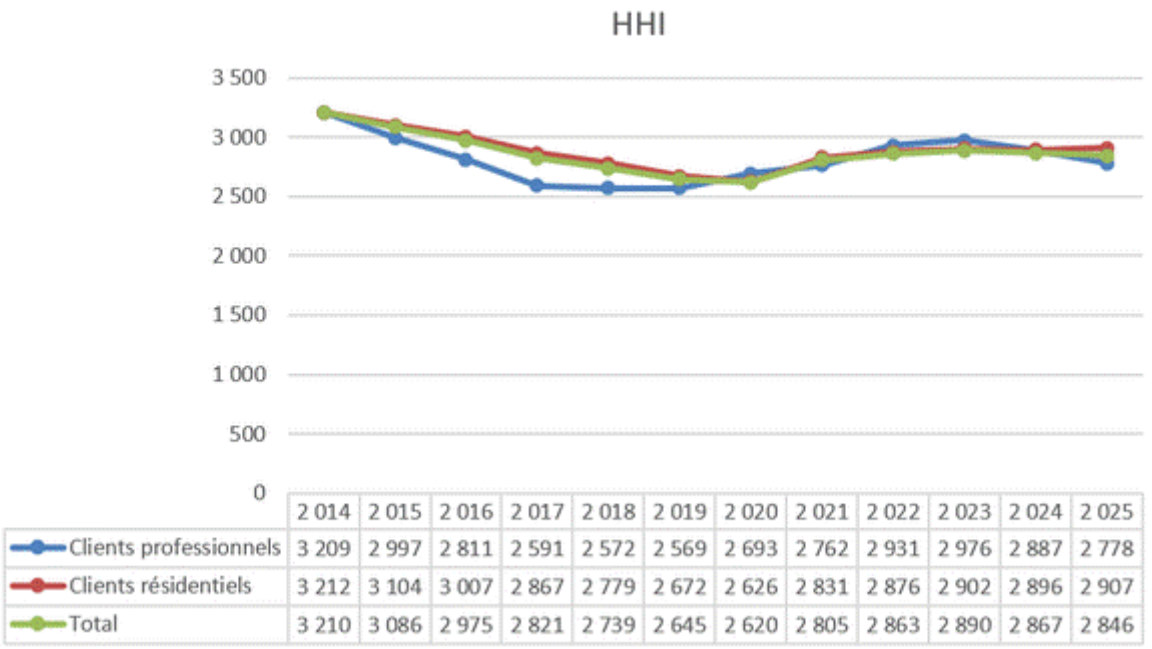
La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet[119]des statistiques relatives notamment aux parts de marché des fournisseurs, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle (Actualités - CWaPE).

HHI-index et C3 :

Type	Valeurs											
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Clients professionnels	3 209	2 997	2 811	2 591	2 572	2 569	2 693	2 762	2 931	2 976	2 887	2 778
Clients résidentiels	3 212	3 104	3 007	2 867	2 779	2 672	2 626	2 831	2 876	2 902	2 896	2 907
Total	**3 210**	**3 086**	**2 975**	**2 821**	**2 739**	**2 645**	**2 620**	**2 805**	**2 863**	**2 890**	**2 867**	**2 846**
Type	**Valeurs**											
	2014	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Clients AMR	76,70%	79,10%	79,70%	79,50%	79,10%	81,80%	81,90%	82,80%	85,02%	86,37%	85,55%	84,37%
Autres clients professionnels	87,20%	84,10%	80,40%	78,10%	77,70%	81,10%	83,40%	85,50%	86,56%	86,52%	85,76%	85,59%
Clients résidentiels	84,60%	83,20%	81,30%	79,40%	77,90%	77,20%	75,80%	81,00%	80,81%	79,87%	78,88%	79,17%
Total	**84,90%**	●●●●●	**81,20%**	**79,20%**	**77,80%**	**77,70%**	**76,80%**	**81,60%**	**81,50%**	**80,73%**	**79,79%**	**80,05%**

Figure 50 : Valeurs HHI et C3 électricité sur base des parts de marché en nombre de points d'accès

[118] Disponible sur le site de la CwaPE : https://www.cwape.be/publications/document/6553.
[119] https://www.cwape.be/node/174 .



	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025
Clients professionnels	3 209	2 997	2 811	2 591	2 572	2 569	2 693	2 762	2 931	2 976	2 887	2 778
Clients résidentiels	3 212	3 104	3 007	2 867	2 779	2 672	2 626	2 831	2 876	2 902	2 896	2 907
Total	3 210	3 086	2 975	2 821	2 739	2 645	2 620	2 805	2 863	2 890	2 867	2 846

Figure 51 : Evolution des valeurs HHI et C3 électricité

En 2025 on constate une légère diminution de l'indice HHI par rapport à 2024 au niveau des clients professionnels pour une légère augmentation au niveau des clients résidentiels. Cela induit donc une légère diminution de la concentration du marché ou, inversement, une légère augmentation de la concurrence par rapport à l'année 2024 au niveau du secteur professionnel alors qu'au niveau du secteur résidentiel c'est l'inverse. Outre cela, il est intéressant d'observer que toutes les valeurs HHI pour 2025 (2778, 2907, 2846) restent supérieures à 2500 (seuils d'interprétation de l'HHI), ce qui signifie que le marché reste très concentré en 2025. Il n'y a donc pas de changement fondamental dans la structure du marché en termes de concentration par rapport aux années précédentes, juste des légères variations.

L'Écart entre les professionnels et résidentiels s'est toutefois intensifié. La différence entre les HHI des clients professionnels et résidentiels est de -129 (2778 - 2907) en 2025 alors qu'en 2024, elle était de

-9 (2887 - 2896). Cela s'explique par le fait que la valeur HHI pour les professionnels a continué de diminuer par rapport à 2024 tandis que la valeur HHI des résidentiels a, de son côté, enregistré une légère augmentation, augmentant l'écart entre les deux valeurs en 2025.

En résumé, l'année 2025 poursuit la tendance de forte concentration du marché, mais avec des légères variations par rapport à 2024. Le marché reste, selon la donnée HHI, un marché où la concurrence est potentiellement limitée en raison d'un petit nombre d'acteurs dominants.

L'indice C3 reste assez stable pour toutes les catégories de clients avec des valeurs supérieures ou égales à 80%. Pour les clients AMR et autres clients professionnels, les fournisseurs maintiennent des parts de marché plutôt stables, bien qu'en très légères diminution, mais restant des valeurs de part de marché très élevées pour leurs 3 plus gros fournisseurs. Au niveau des clients résidentiels, on peut observer une très légère augmentation maintenant également des valeurs de part de marché très élevées pour ses 3 plus gros fournisseurs.

2.6.4.3.3 Switch

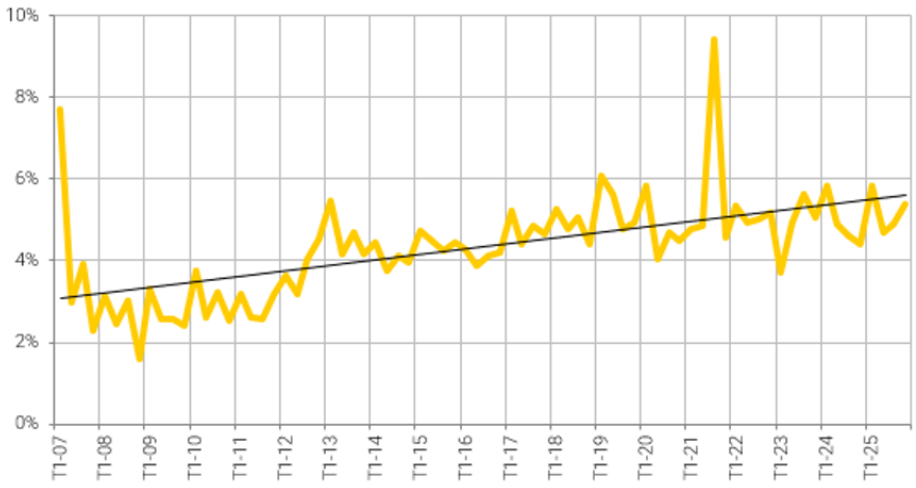


Figure 52 : Marché de l'électricité - Taux de switch

Le taux de switch moyen enregistré par trimestre en 2025 est supérieur à 2024 et se situe aux alentours des 5,2 %. On observe une augmentation significative du taux de switch au 1er trimestre 2025, passant de 4,4% (T4 2024) à 5,8% (T1 2025). Le taux de switch baisse ensuite durant les 3 trimestres suivants de 2025 pour se situer finalement légèrement en dessous de la ligne de tendance à long terme.

L'année 2025 commence donc avec un taux de switch se maintenant au-dessus de la moyenne à long terme, atteignant un pic modéré au T1-25. La suite de l'année marque, quant à elle, une décélération significative, ramenant le taux de switch à un niveau plus bas, voire légèrement en dessous de la tendance générale.

En conclusion, le taux de switch pour l'année 2025 se caractérise par une certaine volatilité, avec un début d'année à la hausse suivi d'une baisse notable pour les 2 autres trimestres et terminant à la hausse pour le 4ème trimestre, tout en restant dans la fourchette historique habituelle.

2.6.4.4 Région Bruxelles-Capitale[120]

2.6.4.4.1 Monitoring de la transparence

Afin de garantir la transparence entre fournisseurs et clients, de permettre à ces derniers de faire un choix ou une évaluation éclairée en termes de produits et fournisseurs, BRUGEL met à disposition un comparateur des prix qui est mis à jour chaque début de mois.

La liste des fournisseurs RBC ayant une licence valide en RBC est aussi mise à jour régulièrement et accessible sur la page intranet de BRUGEL. Elle compte 29 fournisseurs ayant une licence (gaz et/ou électricité) active en RBC.

2.6.4.4.2 Le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence

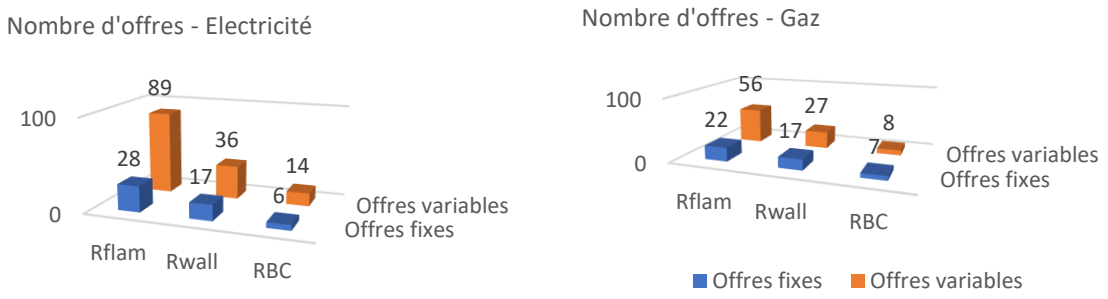


Figure 53 : Comparaison régionale du nombre d'offres résidentielles – Décembre 2025 (source : CREF infographies)

Contrairement à ce qui est observé dans les autres régions, le nombre d'offres sur le marché résidentiel bruxellois est resté stable entre décembre 2024 et décembre 2025, traduisant une absence de dynamique récente.

Cette limitation de l'offre s'observe également dans la structure des prix de l'**électricité** selon les régions :

- en 2025, l'offre résidentielle la plus chère des trois régions est observée sur le marché bruxellois, alors qu'elle était, depuis 2023, systématiquement localisée en Région Wallonne ;
- depuis 2021, l'offre la plus avantageuse en Région de Bruxelles-Capitale est systématiquement plus chère que dans les autres régions. Cette situation s'explique par l'absence : de certaines offres particulièrement attractives, telles que la formule Prepaid Flex de Mega ou certaines offres de Luminus et d'Octa+ ;
- des différences de prix importantes sont également observées pour une même offre selon les régions ;

À titre d'exemple, en décembre 2025, **l'offre la plus avantageuse en RBC** (Engie Dynamic, accessible uniquement aux ménages disposant d'un compteur intelligent en régime SMR3) **est environ 26 % plus chère que la meilleure offre en Flandre.**

- les stratégies de prix et de produits de certains fournisseurs accentuent ces écarts : début 2025, Engie a lancé une offre « low cost » dans les deux autres régions, sans la proposer aux ménages bruxellois.

Cette offre aurait pu tirer les prix vers le bas.

[120] Voici le lien vers la page web de BRUGEL sur lequel on peut trouver des statistiques: https://www.brugel.brussels/documents/statistics/rechercher

Par ailleurs, c'est la première fois depuis la libéralisation du marché qu'Engie différencie ses offres selon les régions ;

- des écarts sont également observés pour certaines offres identiques : l'offre « myEssential Variable » de TotalEnergies est facturée 11,53 c€/kWh en Région flamande contre 13,97 c€/kWh en RBC, soit un écart unitaire de 0,0244 €/kWh, et d'environ 49,68 € / an pour un consommateur médian (2.036kWh).

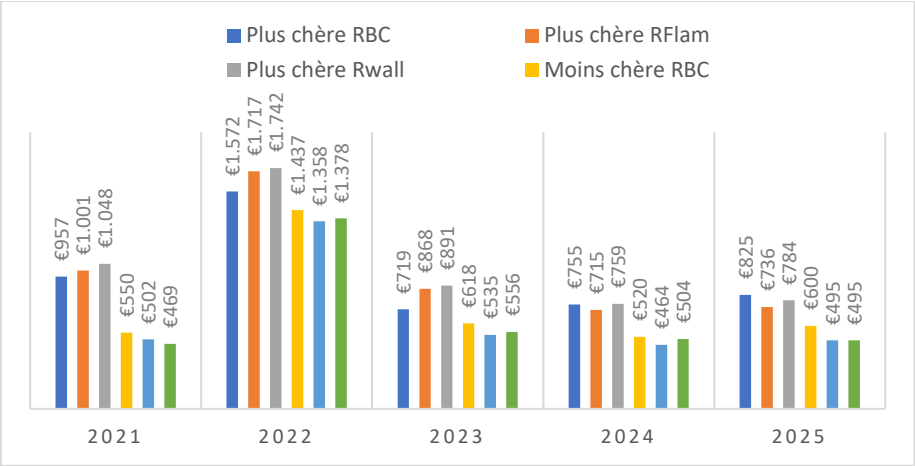


Figure 54 : Comparaison régionale des offres résidentielles d'électricité les plus chères et les moins chères (source : CREG infographies)

Des tendances comparables sont également observées sur le marché du **gaz**.

En conclusion, ces éléments mettent en évidence :

- un désavantage prix pour les consommateurs bruxellois, qui ont un accès plus limité à des offres compétitives ;
- ils reflètent des stratégies de réduction du risque de la part des fournisseurs qui pénalisent les ménages bruxellois.

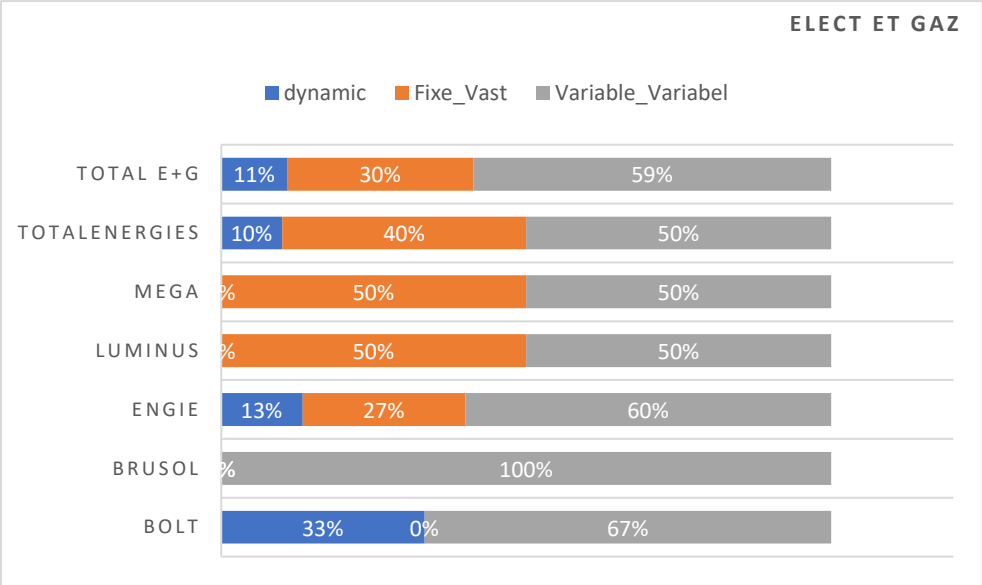


Figure 55 : Évolution du nombre d'offres disponibles en RBC par type de contrat, mois de décembre en référence, électricité, consommation de 2036KWh (source : BRUGEL)

2.6.4.4.3 Monitoring de la concurrence

Le C3 et le HHI sont tous 2 des indicateurs de concentration du marché.

- Le C3 est focalisé sur les leaders d'un marché. Il mesure la part de marché cumulée des **trois plus grands fournisseurs** sur un marché.
  Interprétation :
  - > 70 % → marché fortement concentré
  - 50–70 % → concentration modérée
  - < 50 % → marché relativement concurrentiel

- Le HHI ou l'indice de Herfindahl-Hirschman mesure la concentration du marché en tenant compte de la part de marché de tous les acteurs, et pas seulement des plus grands. Il est plus précis et plus robuste que le C3.
  Interprétation :
  - **< 1000** → marché peu concentré
  - **1000 – 2000** → concentration modérée
  - **> 2000** → marché fortement concentré

1) Impact des souscriptions de contrats sur la structure du marché résidentiel en RBC

L'analyse présentée dans cette section repose sur les informations transmises par les fournisseurs[121] à la demande de BRUGEL.

En outre, elle concerne les contrats résidentiels encore en cours en Région de Bruxelles-Capitale.

2) Concentration HHI

Les indicateurs de concentration confirment une structure de marché très concentrée sur les deux fluides :

- en électricité, l'indice de concentration des trois principaux acteurs (C3) s'élève à 93,1% en 2024 et 92,4% en 2025, tandis que l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) atteint 5 623 en 2024 et 5 594 en 2025 ;
- en gaz, le C3 est également très élevé, à 92,8% en 2024 et 92,2% en 2025, et le HHI s'établit à 5 561 en 2024 et 5 571 en 2025.

De plus, elle intègre ainsi l'ensemble des produits présents dans les portefeuilles, y compris ceux qui ne sont plus commercialisés mais pour lesquels des contrats restent actifs auprès des consommateurs.

Par ailleurs, cette approche reflète dès lors la structure des portefeuilles de contrats en cours et ne correspond pas directement à une représentation du marché basée sur les points de fourniture (EAN).

A noter que sur les 807.413 contrats en cours en RBC, 486.068 concernent l'électricité[122] et 321.345 le gaz[123].

Les souscriptions[124] sont fortement concentrées. Près de 9 souscriptions sur 10 réalisées par les consommateurs bruxellois portent sur seulement dix offres, principalement proposées par un nombre

[121] Les contrats au tarif social ne sont pas repris dans les données et l'analyse.
[122] Soit 60,2 % du nombre total de contrats souscrits en cours en RBC.
[123] Soit 39,8 %.
[124] Sans distinction de fluide(gaz, électricité) et contrats (prix fixe , variable)

limité de fournisseurs, dont Engie, TotalEnergies et Luminus. Par ailleurs, près de 6 souscriptions sur 10 se concentrent sur trois offres du seul fournisseur Engie.

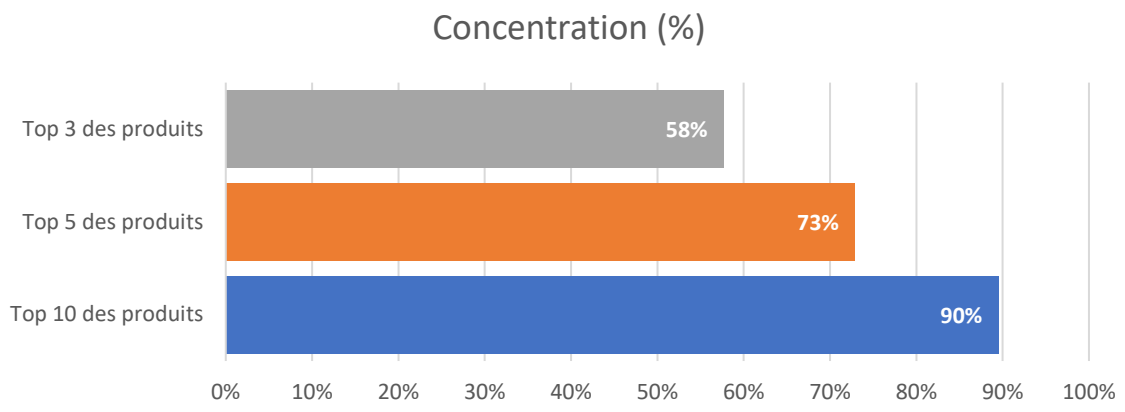


Figure 56 : Concentration des souscriptions par offre commerciale (source : Brugel)

Cette lecture agrégée masque toutefois des différences importantes selon le type de contrat souscrit (prix fixes ou variables).

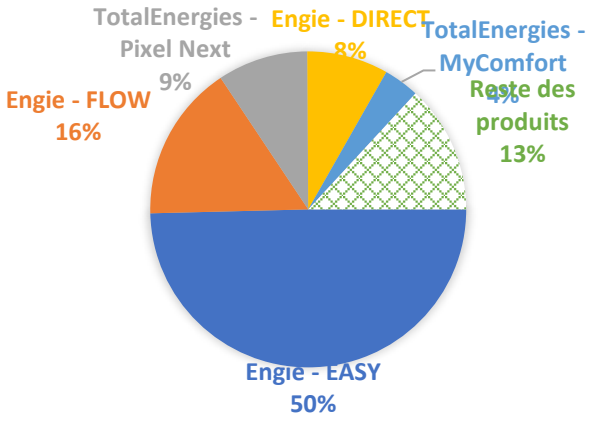


Figure 57 : Top 5 des produits les plus souscrits en RBC en électricité – Split par produits génériques (source : Brugel)

Le choix entre contrat à **prix fixe, prix variable** constitue une dimension essentielle du comportement de souscription.

Le marché bruxellois est largement **dominé par les contrats à prix variables**. Cette prédominance se reflète dans le classement des offres, où les produits variables occupent presque exclusivement les premières positions, avec des volumes importants portés par un nombre limité de fournisseurs.

Il en résulte une **exposition des consommateurs à la volatilité des prix**.

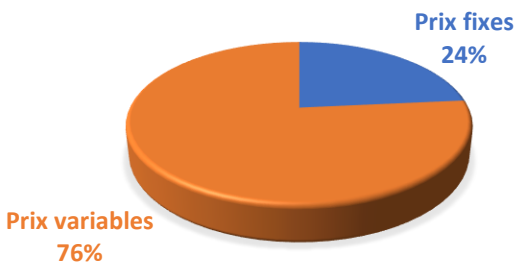


Figure 58 : Répartition des contrats prix fixes et prix variables (source : Brugel)

Classement	Fournisseur - Produit	Part dans le portefeuille du fournisseur	Part/nombre total de contrats souscrits
1	**Engie - EASY**	**41,6%**	**31,3%**
2	Engie - FLOW	21,3%	16,0%
3	Engie - DIRECT	11,1%	8,3%
4	TotalEnergies - Pixel Next	45,3%	7,6%
5	Luminus - ComfyFlex	65,1%	3,4%
6	TotalEnergies - MyComfort	17,0%	2,8%
7	TotalEnergies - Pixel Blue	8,1%	1,4%
8	TotalEnergies - Pixel	7,7%	1,3%
9	Bolt - Bolt Variabel	80,4%	1,2%
10	Engie - EMPTY	1,4%	1,0%

Figure 59 : Classement des 10 principales offres en électricité à prix variables (source : Brugel)

Cette prédominance des contrats à prix variables s'accompagne aussi d'une forte concentration des souscriptions sur un nombre limité d'offres.

Les données montrent une domination nette d'Engie sur ce segment (tout comme sur les contrats à prix fixes) : les offres EASY, FLOW et DIRECT représentent à elles seules plus de la moitié des contrats souscrits à prix variables.

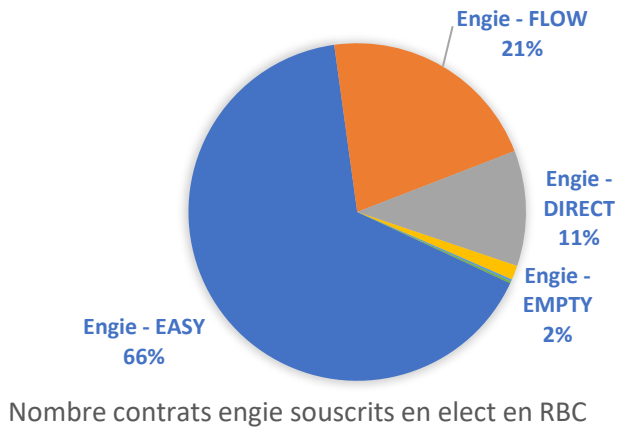


Figure 60 : Portefeuille produits d'Engie (électricité) (source : Brugel)

L'analyse du portefeuille Engie montre que la très grande majorité des contrats est concentrée sur les offres Easy, tant en électricité qu'en gaz, **soit 2/3 des contrats.**

Cette situation met en évidence :

- une **inertie importante des consommateurs**, qui tendent à conserver des contrats historiques ou par défaut, sans rechercher activement des alternatives moins coûteuses ;
- des stratégies de portefeuille et de mise en avant commerciale qui paraissent favoriser les produits les plus visibles ou les plus installés, y compris lorsqu'ils ne sont pas les plus avantageux en prix ;
- **la position dominante du fournisseur historique n'entraîne pas de dynamique concurrentielle** orientée vers les offres les plus compétitives.

Classement	Fournisseur - Produit	Part dans le portefeuille du fournisseur	Part/nombre total de contrats souscrits en RBC
1	**Engie - EASY**	**24,3%**	**18,3%**
2	Luminus - Comfy	34,9%	1,8%
3	TotalEnergies - Pixel Next	10,0%	1,7%
4	TotalEnergies - MyComfort	4,8%	0,8%
5	TotalEnergies - Pixel	1,9%	0,3%
6	Mega - Wikipower Avril 2025	24,6%	0,2%
7	TotalEnergies - MyEssential	0,7%	0,1%
8	Engie - DRIVE	0,1%	0,1%
9	Mega - Testachats mai 2023	4,8%	0,0%
10	Engie - EMPOWER	0,1%	0,0%

Figure 61 : Classement des 10 principales offres en électricité à prix fixes (source : Brugel)

Le segment des contrats à **prix fixes** apparait, quant à lui, marginal et concentré sur un nombre réduit d'offres. Le **produit Engie EASY représente à lui seul 18,3 %** du nombre total des contrats souscrits en RBC, soit une part très largement supérieure aux autres offres fixes qui représentent moins de 2% du nombre total des contrats souscrits en RBC.

De manière général, sur l'ensemble du portefeuille, il est constaté :

- **TotalEnergies**, le 2e acteur, présente une structure de positionnement de produits plus éclatée qu'Engie, mais relativement lisible : Pixel Next Variable domine avec 45,3 % du portefeuille de TotalEnergies et 7,6 % du nombre total de contrats souscrits en RBC, et constitue son offre locomotive ;
- Il est suivi par myComfort Variable (17,0 % du portefeuille du fournisseur et 2,8 % du nombre total de contrats souscrits en RBC), puis par Pixel Next Fixed (10,0 % du portefeuille du fournisseur et 1,7 % du nombre total de contrats souscrits en RBC), ainsi que par plusieurs offres satellites de plus petite taille. Cette répartition traduit une stratégie davantage orientée vers la diversification de la gamme que vers la concentration sur un produit unique.
- **Luminus** est le 3e acteur avec une taille de portefeuille réduite. Son offre repose principalement sur ComfyFlex (65,1 % du portefeuille de Luminus et 3,4 % du nombre total de contrats souscrits en RBC) et Comfy (34,9 % du portefeuille et 1,8 % du total des

contrats souscrits en RBC), ce qui traduit un positionnement plus concentré et une dépendance à un nombre limité de produits.

- **Mega** présente une structure de portefeuille très fragmentée, marquée par une forte présence d'offres issues **d'achats groupés**.

Bien que certaines de ces offres occupent une place importante au sein du portefeuille du fournisseur, elles restent marginales à l'échelle du marché bruxellois en termes de souscriptions**. Leur caractère temporaire, lié à des campagnes spécifiques, introduit une certaine opacité et limite la lisibilité du marché** ainsi que l'analyse des choix des consommateurs.

- **Bolt** se positionne comme un acteur de niche sur le marché bruxellois, avec une part limitée d'environ 1,5 % des contrats. Son portefeuille est dominé par l'offre "Bolt Variabel", complétée par une offre "Online" de moindre importance.

En conclusion :

Pris ensemble, ces éléments dessinent une structure de marché caractérisée par **une forte domination des contrats variables**, une concentration élevée des parts de marché sur un acteur principal et une diffusion limitée des offres alternatives, notamment fixes.

Dès lors, cette configuration tend à limiter la capacité des consommateurs à sécuriser leur prix et leur accès effectif aux offres les plus stables ou les plus compétitives.

La comparaison entre les contrats souscrits et les prix observés en décembre 2025 montre un **décalage entre les offres les moins chères du marché et celles réellement choisies** par les ménages en Région bruxelloise.

En effet, même si **des offres plus avantageuses existent, elles sont peu utilisées** : **66 % des clients Engie ont souscrit le produit le plus cher** du fournisseur ; **soit un ménage bruxellois sur deux.**

Cela s'explique par l'influence des stratégies commerciales, qui orientent davantage les consommateurs vers les **offres les plus visibles plutôt que les moins chères,** et également par une certaine tendance à l'immobilisme des ménages.

En conséquence, de **nombreux ménages restent exposés à la volatilité des prix et profitent peu des offres les plus compétitives.**

Les offres les plus souscrites ne correspondent pas aux offres les plus compétitives, que ce soit à l'échelle du marché ou au sein des portefeuilles fournisseurs.

Ce constat constitue un élément d'analyse essentiel pour comprendre la dynamique de switching, dans la mesure où les changements de fournisseur ou de produit apparaissent précisément comme l'un des leviers permettant aux ménages de s'écarter des offres dominantes et potentiellement plus coûteuses.

2.6.4.4.4 Taux de switch

En décembre 2025, le switching résidentiel en Région de Bruxelles-Capitale rebondit par rapport à décembre 2024, tant en électricité qu'en gaz :

- en électricité, le nombre total de switches passe de 5.489 (déc. 2024) à 6.517 (déc. 2025), soit +18,7% ;
- en gaz, il passe de 3.553 à 4.499, soit +26,6%.

Dans les deux cas, les niveaux de décembre 2025 dépassent également ceux de décembre 2023 (électricité : 6.079 ; gaz : 4.217).

Ceci traduit une mobilité plus élevée en fin d'année 2025 que durant les deux années précédentes, mais néanmoins extrêmement faible !

Toutefois, la composition du switching évolue sensiblement en un an :

- la hausse est portée principalement par une augmentation des supplier switches [125]dont la part progresse fortement: en électricité, les *supplier switches* représentent 32,4% des mouvements (2.114/6.517), contre 24,5% en décembre 2024 en gaz, ils représentent 35,4% (1.592/4.499), contre 23,8% en décembre 2024 ;
- à l'inverse, la part des *customer switches*[126] recule : en électricité, 44,9 % en décembre 2025 (2.929/6.517) contre 51,6% en décembre 2024 ; en gaz, 43,9% (1.976/4.499) contre 52,6%.

En conclusion, le regain de mobilité observé fin 2025 reflète davantage des ajustements du côté des fournisseurs que de véritables choix actifs des ménages. Il confirme la persistance d'un marché bruxellois structurellement concentré et peu dynamique, avec une inertie particulièrement marquée sur le gaz.

2.6.4.4.5 Monitoring du niveau des prix

1) Evolution des prix et de la facture d'énergie

- *Evolution des écarts des prix et différentiation des offres résidentielles (2021-2025)*

En fonction de l'écart observé entre l'offre la plus avantageuse et l'offre la plus chère, utilisé ici comme indicateur de différenciation du marché, on peut conclure que les prix de l'énergie évoluent en trois phases distinctes entre 2021 et 2025 :

- Jusqu'en décembre 2021 : **un marché différencié, offrant des possibilités de choix importantes**
  Le marché est caractérisé par une différenciation marquée : en décembre 2021, l'écart entre l'offre la plus avantageuse et l'offre la plus chère atteint 311 €. L'offre par défaut se situe au même niveau que l'offre la plus avantageuse. Les consommateurs disposent alors de **possibilités d'arbitrage** relativement larges entre fournisseurs et types d'offres et prix.
- Décembre 2021 – décembre 2022 : **la crise énergétique entraîne une forte hausse et une quasi-uniformisation des prix**
  Pendant la crise, les prix augmentent fortement. En décembre 2022, l'écart entre l'offre la plus chère et l'offre par défaut devient quasi nul (2 €), tandis que l'écart entre l'offre la plus avantageuse et l'offre la plus chère se réduit à 127 €. Cette convergence traduit une **homogénéisation du marché,** limitant fortement les possibilités de choix pour les consommateurs.
- Décembre 2022 – décembre 2025 : **baisse des prix et retour progressif de la différenciation**
  À partir de fin 2022, les prix diminuent et les écarts entre offres se reconstituent progressivement. L'écart entre l'offre la plus chère et l'offre la plus avantageuse passe de 127 € en 2022 à 345 € en 2025. **En décembre 2025, l'offre par défaut, contractée par 2/3 des ménages bruxellois, reste intermédiaire : elle est environ 193 € moins chère que l'offre la plus onéreuse, mais 152 € plus chère que l'offre la plus avantageuse.**
  Le marché redevient progressivement plus diversifié, avec davantage d'offres et de choix pour les consommateurs. Toutefois, il n'est pas encore certain que cela renforce réellement la concurrence ni qu'il apporte des bénéfices concrets aux ménages.

[125] Changements initiés par les fournisseurs
[126] Changements initiés par les clients

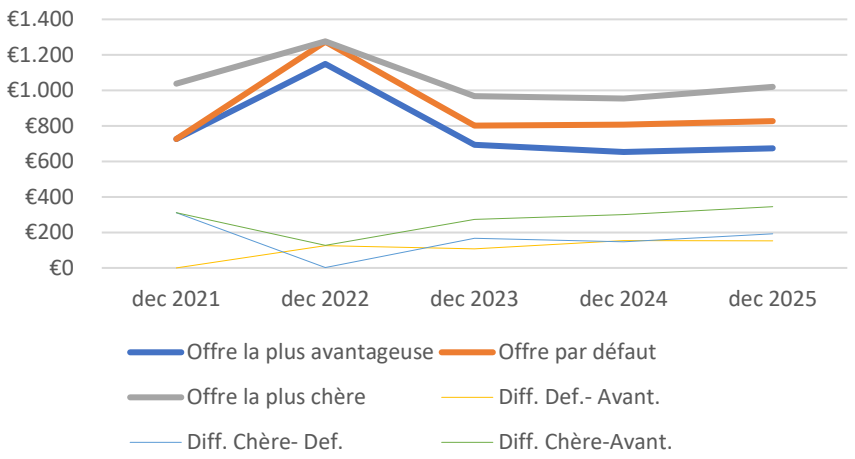


Figure 62 : Évolution des prix et des écarts entre les offres résidentielles d'électricité (2021–2025) (source : Brugel)

- *Evolution contrastée des factures d'électricité et de gaz sous effet des « coûts régulés »*

Comparé à décembre 2024, le consommateur résidentiel médian en Région de Bruxelles-Capitale (RBC), **paie plus cher sa facture d'électricité mais moins cher sa facture de gaz en décembre 2025.**

Pour une consommation annuelle standard de 2 036 kWh, la facture d'électricité augmente de 3,4% en termes réels (après correction de l'inflation[127] de 2,06 %). À l'inverse, pour une consommation annuelle de 12 728 kWh, la facture de gaz diminue de 8,8% en termes réels sur la même période.

- **L'électricité**

La hausse de la facture peut être trompeuse : elle n'est pas due à l'énergie elle-même, dont le prix baisse, mais à l'augmentation des coûts régulés (réseaux, obligations publiques), qui représentent désormais une part majoritaire de la facture. Les composantes régulées représentent désormais 60,7% de la facture d'électricité en 2025, contre 56% en 2024 et 52,6% en 2023.

- **Le gaz**

Les composantes régulées augmentent sensiblement (environ +125€, soit +29,7%), principalement en raison : de la hausse du droit spécial d'accises, incluant la cotisation énergie (+105€), et des coûts de distribution (+26€).

Toutefois, cette hausse est plus que compensée par une forte baisse de la composante commerciale (énergie), qui recule d'environ 250 € entre 2024 et 2025 (-29,2 %), ce qui se traduit par une diminution nette de la facture finale.

Au total, En 2025, les composantes régulées représentent 47,7 % de la facture de gaz (contre 32,9 % en 2024), confirmant leur poids croissant. Malgré cela, la baisse de la composante énergie permet une diminution de la facture globale.

[127] Source : https://statbel.fgov.be/fr/themes/prix-la-consommation/indice-des-prix-la-consommation

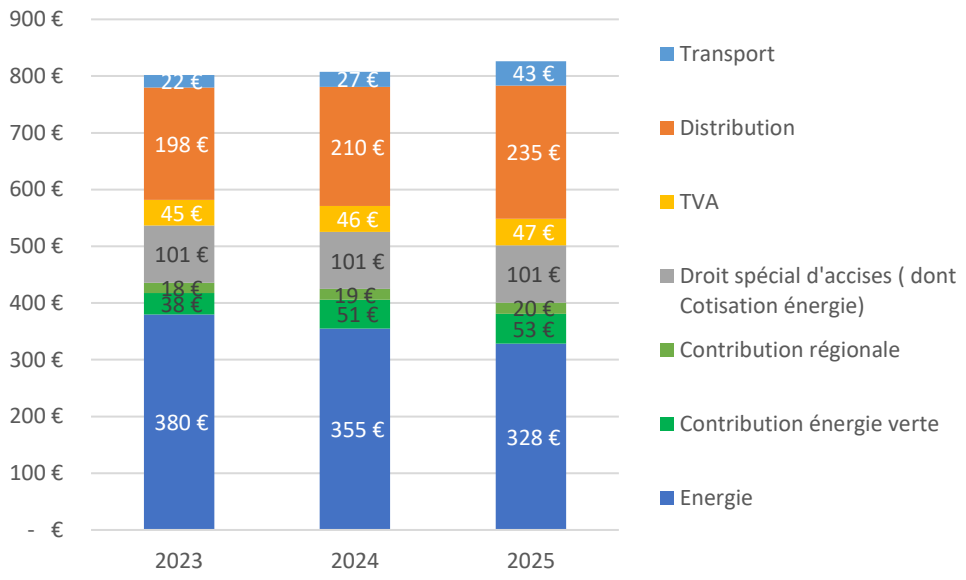


Figure 63 : Evolution des composantes de la facture d'électricité d'un client résidentiel médian en RBC (2023-2025)

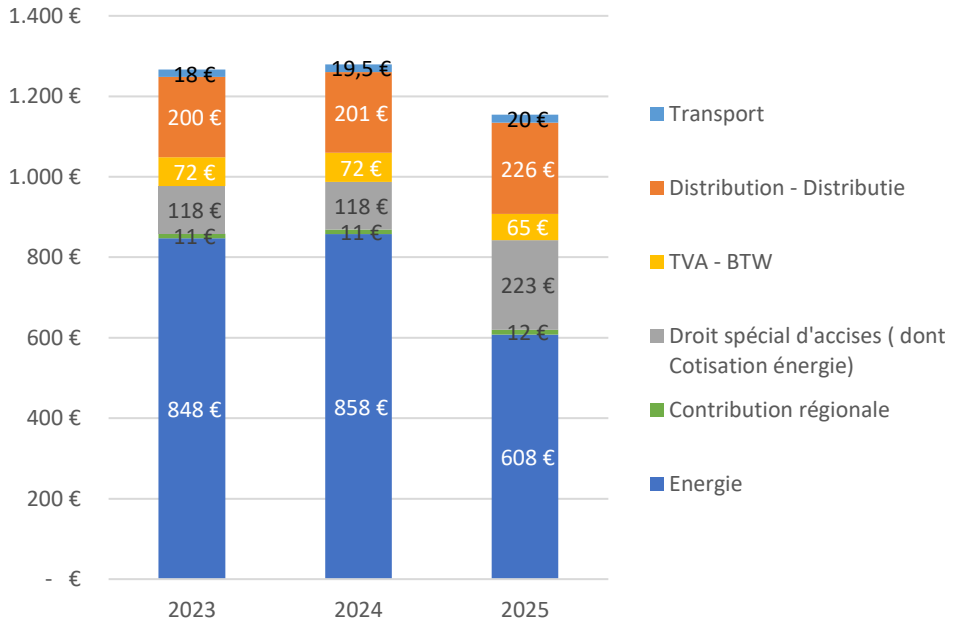


Figure 64 : Evolution des composantes de la facture de gaz d'un client résidentiel médian en RBC (2024-2025) (source : Brugel)

- *Tendance à la stabilisation post-crise du prix de la commodité (électricité et gaz)*

L'évolution de la commodité reflète les arbitrages des fournisseurs en matière de gestion des risques, de stratégie commerciale et de positionnement concurrentiel sur le marché résidentiel. Elle dépend également étroitement du type de contrat souscrit par le client.

Afin de faciliter la lecture, les éléments relatifs aux contrats sont développés dans une section dédiée.

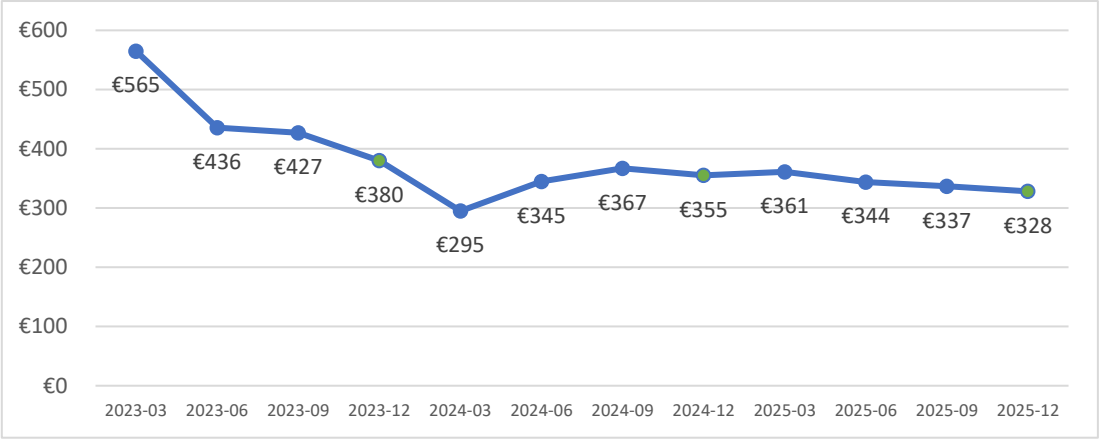


Figure 65 : Évolution de la composante énergie sur la facture annuelle d'électricité d'un client résidentiel bruxellois médian – Mars 2023 à Décembre 2025 (source : Brugel)

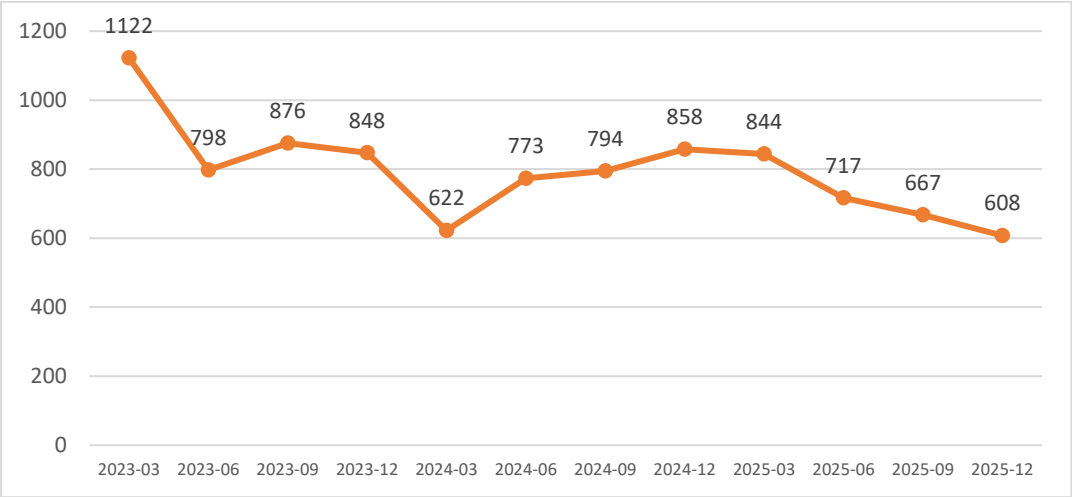


Figure 66 : Évolution de la composante énergie sur la facture annuelle de gaz d'un client résidentiel médian bruxellois – Mars 2023 à Décembre 2025 (source : Brugel)

Entre mars 2023 et décembre 2025, la composante énergie suit une trajectoire comparable en électricité et en gaz :

- une forte baisse après la crise énergétique, particulièrement marquée pour le gaz (- 44,6 % entre mars 2023 et mars 2024) ;
- un rebond en 2024 ;
- puis une légère décrue à partir de décembre 2024.

Pour le gaz, cette évolution se traduit par un recul du prix implicite[128] d'environ 88 €/MWh à 48 €/MWh sur l'ensemble de la période, son niveau le plus bas étant atteint à la fin de 2025.

- *Évolution du poids des dépenses énergétiques dans le revenu des ménages bruxellois*

[128] Prix implicite = composante énergie (€) / consommation (MWh) ; le prix implicite correspond au coût unitaire moyen de la commodité, déduit de la facture annuelle d'un client type. C'est un indicateur synthétique du prix effectivement payé.

- *Sur base du revenu annuel moyen*

Le but de cette section est de montrer l'évolution de la facture énergétique des ménages par rapport au revenu moyen des Bruxellois[129], afin de mesurer le poids de l'énergie dans leur budget dans le temps.

Pour ce faire, nous avons pris en compte :

- le revenu moyen annuel net imposable par habitant (hors impôt et hors inflation) ;
- les factures énergétiques annuelles moyennes des ménages (électricité et gaz, hors inflation), sur base des données disponibles.

À partir de ces éléments, nous avons calculé, pour chaque année, le poids de l'énergie dans le revenu : c'est le ratio entre la facture énergétique annuelle moyenne et le revenu moyen annuel par habitant[130][131].

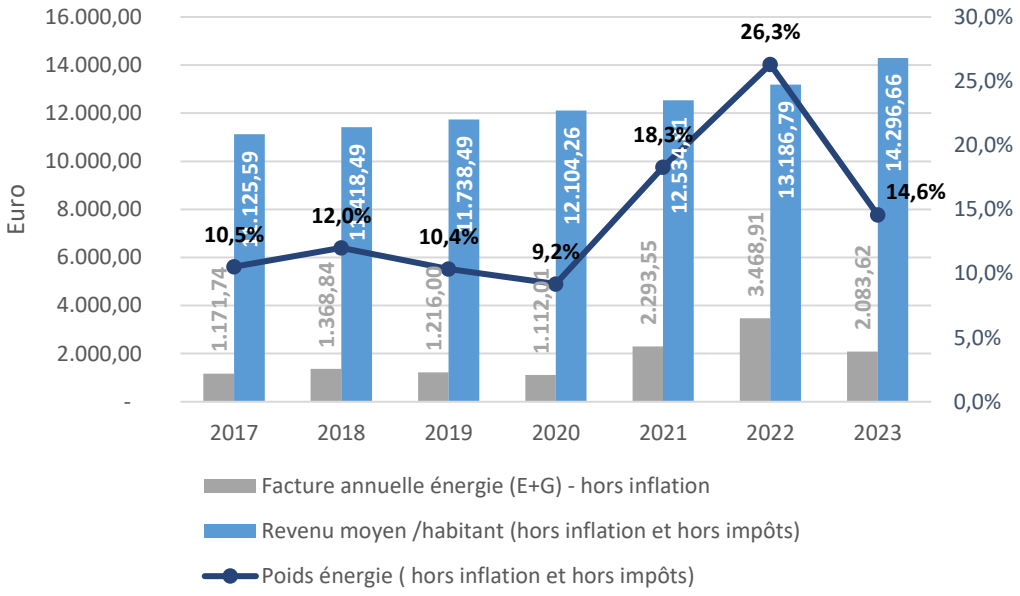


Figure 67 : Evolution du poids de l'énergie dans le revenu des ménages bruxellois (2017-2023) (Source : Brugel et Stabel)

Cette analyse montre qu'avant la crise énergétique, le poids des dépenses d'énergie dans le revenu moyen des habitants de la Région de Bruxelles-Capitale demeurait relativement contenu et stable. Entre 2017 et 2020, il[132] oscillait entre 9% et 12%,.

Dès lors, cette période peut être considérée comme une référence pré-crise, caractérisée par une contrainte énergétique modérée.

La situation se détériore fortement à partir de 2021, sous l'effet de la crise énergétique. Le poids de l'énergie atteint 18,3% du revenu moyen en 2021, puis culmine à 26,3% en 2022, soit plus d'un quart

[129] Une analyse similaire portant sur les bénéficiaires du RIS est reprise en annexe du document.

[130] L'analyse est limitée à la période 2017-2023, ce choix étant dicté par la disponibilité des données de revenus observés. Pour les années postérieures, les revenus moyens annuels n'étant pas encore disponibles.

[131] Il convient de souligner que cette analyse ne vise pas à mesurer le pouvoir d'achat absolu des ménages, mais à mettre en évidence l'évolution relative de la contrainte énergétique dans le revenu.
Comment lire les trois perspectives "base 2017 / base 2023 / base 2025" ?

- Base 2017 = 100 : compare chaque année à la situation avant crise (2017).
- Base 2023 = 100 : compare à 2023, année de reflux après le pic de crise.
- Base 2025 = 100 : compare à 2025, la situation la plus récente observée dans tes données RIS.

[132] Il atteignait 10,5% en 2017, 12,0% en 2018, 10,4% en 2019 et 9,2% en 2020.

du revenu annuel qui est consacré aux dépenses énergétiques. L'année 2022 constitue ainsi le point culminant de la période observée, traduisant une pression exceptionnelle sur le budget des ménages.

En 2023, le poids de l'énergie recule à 14,6%, reflétant une détente significative des prix par rapport au pic de crise. Ce niveau reste toutefois sensiblement supérieur à celui observé avant 2021, ce qui indique que la normalisation est « partielle ».

2.6.5 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et publication des mesures promouvant une concurrence effective

2.6.5.1 Niveau fédéral

En 2025, la CREG a publié une note formulant plusieurs recommandations visant à améliorer la transparence et la comparabilité des produits et contrats proposés aux ménages sur le marché belge de l'énergie[133].

En 2025, la CREG a également publié son rapport annuel de monitoring sur le fonctionnement et l'évolution des prix des marchés de gros de l'électricité en Belgique[134].

Retail market indicators (households)	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Electricity Consumption (TWh)	NAV	14,22	13,11	13,48	13,71
Number of electricity customers	5 092 003	5 127 890	5 166 744	5 189 158	5200277
Number of active electricity suppliers	29	24	NAV	31	28
Number of active electricity suppliers active nationwide	NAV	NAV	7	7	8
Market share of the three largest suppliers by metering points	76,50%	78,48%	78,33%	77,64%	77,31%
Number of suppliers with market shares >5%	5	6	4	7	4
External switching rate (switching companies)	24,68	20,60%	17,60%	18,17%	18,76%
HHI in terms of metering points	2667	2754	2761	2684	2663
Retail market indicators (non households)	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Electricity Consumption (TWh)	47,46	55,71	47,62	49,58	49,30
Number of customers	1 051 520	1 051 365	1 058 941	1 092 469	1129580
Number of active suppliers	40	39	NAV	35	40
Number of active suppliers active nationawide	NAV	NAV	16	15	16
Market share of the three largest suppliers by volume	69,80%	73,06%	71,56%	71,37%	68,05%

[133] Note (Z)3048 du 19 juin 2025 relative à l'encadrement des produits et contrats pour le prélèvement et l'injection d'électricité et le prélèvement de gaz naturel, pour une meilleure comparabilité et transparence sur le marché belge de l'énergie pour les ménages.

[134] Etude (F)2965 du 15 mai 2025, « Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – Monitoring Report 2024 ».

Number of suppliers with market shares >5%	5	6	8	4	4
Switching rate	30,00%	24,00%	NAV	24,40%	23, 07%
Customers under regulated tariff	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
HHI based on volume	2417	2655	2395	2535	2591

2.6.5.2 Région flamande

Ce qui concerne la conformité des prix des prix de fourniture, nous renvoyons à la section 2.6.4.2

2.6.5.2.1 Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

Comme pour les années précédentes, le VNR a mené une enquête concernant le comportement et les expériences des clients résidentiels et professionnels sur le marché flamand de l'énergie ('Marktmonitor'). Les résultats des enquêtes les plus récentes peuvent être consultés dans son 'Marktmonitor'[135]. Pour l'édition 2025 également, nous avons mené une enquête sur le comportement et la motivation des clients d'électricité et de gaz naturel en Flandre, tant auprès des ménages que des entreprises (tant les entreprises de 1 à 4 employés que les entreprises comptant jusqu'à 200 employés). Les enquêtes ont été menées en juin 2025.

Les résultats montrent clairement que les clients ont des difficultés à s'orienter dans le dédale d'informations sur le marché de l'énergie. Les ménages et les entreprises ont été interrogés sur leur connaissance des nouvelles évolutions telles que le tarif de capacité, partage d'énergie et la possibilité de suivre leur consommation via le compteur numérique. En outre, certaines questions classiques ont également été posées, comme la connaissance, du V-test® et de l'existence d'un gestionnaire de réseau de distribution.

La part des ménages qui indiquent qu'ils ne se sentent pas suffisamment informés sur le marché de l'énergie a augmenté par rapport à 2024 pour atteindre 37 % (+6 points de pourcentage). Comme l'année dernière, les personnes interrogées qui envisagent de changer de fournisseur (48%) sont beaucoup plus susceptibles de se sentir mal informées sur le marché de l'énergie que les personnes interrogées qui n'envisagent pas de changer de fournisseur dans l'année à venir (31%). Il s'agit là d'une constatation remarquable.

3 ménages sur 10 répondaient qu'ils n'ont jamais changé de fournisseur d'électricité. Les chiffres sous-jacents montrent que les plus de 65 ans, en particulier, n'ont jamais changé de fournisseur d'électricité. Les répondants âgés de 35 à 55 ans changent de fournisseur le plus souvent.

La perception négative au regard des évolutions importantes dans le contexte de la transition énergétique évolue positivement. Nous déduisons de l'enquête que la majorité des personnes interrogées (39%) sont (très) positives à l'égard du compteur numérique. La proportion de ménages qui sont (très) négatifs à l'égard du compteur numérique reste stable par rapport à l'année dernière (26%). Les familles qui ont déjà un compteur numérique dans leur maison (45%) sont plus souvent positives à l'égard du compteur numérique que les familles qui n'en ont pas encore fait l'expérience (22%). Cela suggère que le compteur numérique est souvent perçu comme négatif parce qu'il s'agit

[135] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-17

d'un changement sans précédent. Bien que plus de familles ont un compteur numérique, la partie des familles qui se sentent pas bien informés sur les possibilités du compteur numérique augmente, de 30 % en 2023 jusqu'à 38 % en 2025. Nous sondons l'opinion publique sur le tarif de capacité. Elle est plutôt mitigée : la majorité (47%) est neutre vis-à-vis de le tarif de capacité, 26% est (très) négative et 23% est (très) positive à l'égard de le tarif de capacité. Les personnes interrogées appartenant à la

catégorie d'âge la plus jeune (18 à 34 ans) se montrent nettement moins (très) négatives à l'égard de l'introduction du tarif de capacité (20 %) que celles âgées de 35 à 55 ans (36 %). Les propriétaires de panneaux solaires (40 %) et les ménages qui chauffent leur logement à l'aide d'une pompe à chaleur (42 %) ont plus souvent une opinion (très) négative à l'égard du tarif de capacité. Cela est remarquable car le rapport récent évaluant le tarif de capacité montre que les utilisateurs du réseau ayant une forte consommation et/ou équipés d'une pompe à chaleur bénéficient souvent du tarif de capacité[136].

Environ la moitié des familles répondaient qu'elle vérifient leur consommation d'énergie. La moitié de ce groupe dit qu'elle contrôle sa consommation fréquemment.

2.6.5.2.2 Mesures promouvant la transparence et une concurrence effective

Un instrument principal pour augmenter la transparence sur le marché flamand de l'énergie est le V-test®, l'outil de comparaison mis à disposition sur le site web du VNR. Le V-test® permet aux ménages et aux petites entreprises de comparer gratuitement les offres des fournisseurs. L'outil couvre l'ensemble du marché de la Région flamande et affiche toutes les offres des fournisseurs qui sont accessibles au public. Le V-test® permet aux consommateurs de consulter toutes les informations nécessaires sur les offres de contrats d'énergie d'une manière facilement accessible. Il est gratuit, couvre l'ensemble du marché en Flandre, utilise des critères objectifs et fonctionne de manière indépendante. L'outil de comparaison des prix V-test® permet à un client de comparer son contrat actuel avec toutes les autres offres publiques disponibles sur le marché. Lors de la comparaison, il peut utiliser un bouton qui ne montre que les différences entre son contrat actuel et les autres offres. L'utilisateur du V-test® peut également définir différents filtres afin de voir une offre correspondant à ses préférences. Le V-test® montre aussi des infobulles pour retrouver des définitions et des informations sur certains termes et concepts. Cela facilite la compréhension des offres. Avec 1 314 799 simulations effectuées par les ménages et 43 078 simulations par les entreprises en 2025, le V-test® est très utilisé.

En région Flamande, il y aussi certaines mesures qui sont entrées en vigueur récemment afin d'accroître la transparence et de permettre aux clients de mieux connaître leur consommation, leurs coûts et les conséquences de la nouvelle proposition de contrat :

- A partir du 1er juillet 2025, chaque facture d'acompte, facture de décompte et renouvellement de contrat des clients résidentiels comporte un code d'identification unique de la version du produit à laquelle le client a souscrit ou qui lui est proposée lors du renouvellement de son contrat. Ce code d'identification unique est également inclus sous la forme d'un lien et d'un code QR, qui conduit immédiatement le client à une comparaison de ce contrat avec l'offre existante sur le marché dans l'outil de comparaison des prix du régulateur flamand des fruits à coque (le V-test®). Cela permet au client de vérifier, à bas seuil, l'effet que la nouvelle proposition de contrat peut avoir sur ses dépenses énergétiques. Entre le 1er juillet 2025 et le 31 décembre 2025, le V-check a déjà été effectué 345 146 fois.

[136] Voir p. 37 et 38 du rapport concernant l'évaluation du tarif de capacité en basse tension - https://assets.vlaamsenutsregulator.be/document/rapp-2025-11.pdf

Zit u met dit contact nog goed?
Is het voorgestelde contract interessant?
Klik op deze link om uw contract meteen te vergelijken met het huidige marktaanbod. Scan de QR-code.
Of ga naar www.vreg.be/vergelijk en voer daar dit kenmerk in van uw contract: 10003-1.4.20240101.

Figure 68 : Exemple de mention V-check

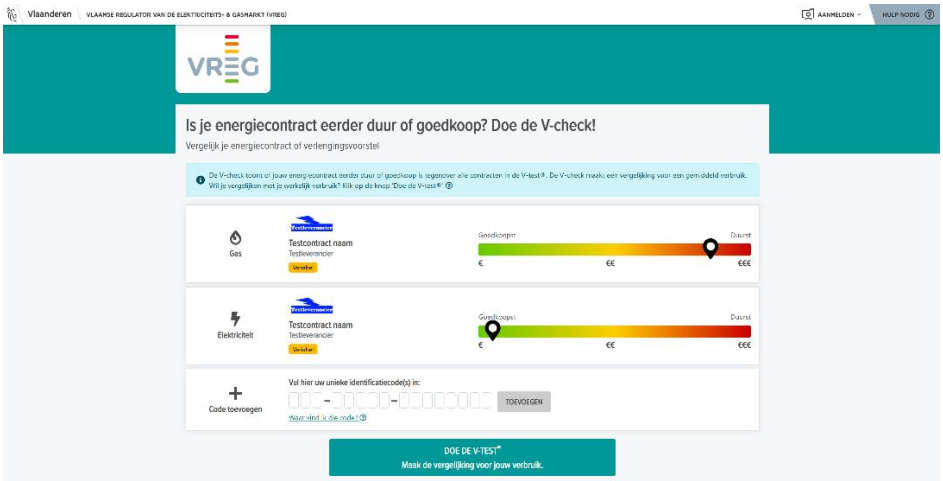


Figure 69 : Exemple d'un page montrant les résultats du V-check

- Chaque fournisseur est tenu de fournir aux clients disposants des compteurs numériques avec des informations précises sur la consommation mensuelle et des estimations des coûts de l'énergie basées sur la consommation réelle. Dans l'espace client en ligne, un client disposant d'un compteur numérique doit également trouver l'enlèvement mensuel facturé et l'injection mensuelle, la formule de prix applicable et les valeurs d'index réelles des paramètres utilisés dans la formule de prix. Le VNR a vérifié à l'automne de 2025 si les fournisseurs respectaient cette obligation. Chez trois fournisseurs, les relevés mensuels des clients équipés de compteurs numériques n'apparaissaient ni dans l'espace client ni sur la facture (annuelle). Ceux-ci ont été informés par courrier de cette lacune et y ont remédié rapidement.

2.6.5.3 Région wallonne

2.6.5.3.1 Fonctionnement du marché

Les dysfonctionnements techniques de la plateforme Atrias ont entraîné depuis le passage au MIG6 en novembre 2021 la transmission de nombreuses plaintes au Service Régional de Médiation pour l'Energie institué au sein de la CWaPE, lesquelles portent principalement sur :

- L'impossibilité de réaliser un changement de fournisseur ;
- L'absence de reconnaissance du déménagement ;

- L'impossibilité d'émettre les factures d'acompte (à la suite d'un changement de fournisseur), d'adapter les factures d'acompte (à la suite par exemple de l'installation de PV) ou de clôture;
- La non-reconnaissance du statut de prosumer ;
- L'impossibilité de changer de bihoraire vers le monohoraire.

Ces blocages prolongés ont entraîné de multiples conséquences pour les utilisateurs et les fournisseurs, notamment l'absence de facture de clôture ou de décompte dans les délais légaux et donc la difficulté d'adapter les mensualités à la consommation réelle.

Fin 2023, il a été demandé aux GRD de revenir à une situation de fonctionnement du marché dite « normale » pour le 30 juin 2024 avec la mise en place d'une trajectoire intermédiaire, la transmission d'un rapportage utile pour le suivi du projet à court et à moyen terme et la formulation d'une recommandation sur la formation nécessaire des acteurs du marché sur les processus MIG. À cet effet, ATRIAS a initié fin 2023 un nouveau programme de travail dénommé « Elektra » qui s'articule autour de 3 axes visant à :

- Réduire le flux entrant en implémentant des solutions structurelles dans la CMS ;
- Assurer des processus dans la normalité pour chaque point avec une approche de masse ;
- Mettre en place l'invasive cleaning qui traite spécifiquement et individuellement les points bloqués de longue date et/ou cas complexes.

Les GRD ont répondu à cette requête et une diminution significative de points bloqués a été observée sans toutefois se conformer à la trajectoire proposée par les GRD, et donc sans pouvoir atteindre la normalisation demandée pour le 1er juin 2024.

La CWaPE a continué de suivre avec attention cette problématique tout au long de l'année 2025, ce qui a abouti, en date du 4 avril 2025, au lancement de différentes procédures d'injonction envers certains GRD, visant à résoudre les points bloqués de longue durée.

La première injonction visait à enjoindre un GRD à clôturer les plaintes pendantes auprès du SRME ayant trait à un blocage de marché pour les années 2022, 2023 et 2024 au plus tard pour le 31 mai 2025, sous peine d'une amende administrative d'un montant journalier défini. Cette injonction a été levée par la CWaPE le 7 août 2025, à la suite du dernier point ayant été débloqué par ce GRD.

La seconde injonction visait à la résolution par certains GRD des autres points bloqués de longue durée (hors plaintes SRME) aux trois échéances suivantes : le 1er juillet (points bloqués depuis plus de deux ans), 1er septembre 2025 (points bloqués depuis plus d'un an et demi) et 1er octobre 2025 (points bloqués depuis plus d'un an). L'injonction envers un GRD a pu être totalement levée à la suite du respect de ces différentes échéances, mais l'autre GRD n'ayant pas résolu l'ensemble des points bloqués de longue durée dans les délais fixés par l'injonction, la CWaPE a pris trois décisions, différenciés selon la durée des blocages constatés lui infligeant une amende administrative journalière jusqu'à la résolution desdits blocages. Une plainte en réexamen contre chacune de ses décisions, respectivement en date des 17 octobre, 5 décembre et 15 décembre 2025 a été introduite par le GRD. Ces différentes plaintes en réexamen ont été rejetées par la CWaPE les estimant non fondées et font à présent l'objet de recours auprès de la Cour de marché qui devrait rendre son arrêt à la fin du 1er semestre 2026.

La troisième et dernière injonction visait à la transmission par les GRD d'une définition concertée avec les fournisseurs, d'un retour à un fonctionnement « normal » du marché. Cette injonction a également été levée, par courrier du 1er aout 2025, à la suite d'une proposition commune formulée jugée satisfaisante.

La CWaPE continuera de suivre attentivement cette problématique, notamment au travers des divers rapportages au sein d'ATRIAS.

2.6.5.3.2 Facturation mensuelle

En Wallonie, les fournisseurs d'énergie ne sont pas légalement tenus de proposer une facturation mensuelle sur demande, contrairement à la Flandre où cette obligation s'applique depuis le 1er janvier 2024 pour les clients disposant d'un compteur communicant. Cependant, plusieurs fournisseurs commencent à proposer à leurs clients de passer à la facturation des montants de leur énergie consommée mensuellement sur base des volumes réels calculés chaque mois, pour autant que ceux-ci disposent d'un compteur communiquant.

2.6.5.4 Région Bruxelles-Capitale

2.6.5.4.1 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture

En 2025, BRUGEL n'a pas formulé de recommandation spécifique relative à la conformité des prix de fourniture. Les analyses réalisées dans le cadre de ses missions de surveillance du marché, et du suivi des offres commerciales des fournisseurs, n'ont pas mis en évidence d'éléments nécessitant l'émission de recommandations particulières au cours de l'exercice. Le suivi des prix est effectué mensuellement via les différents outils de reporting et de contrôle de Brugel.

2.6.5.4.2 Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité

En 2025, BRUGEL n'a pas mené d'enquête spécifique dans le cadre de cette compétence. Les constats formulés précédemment concernant la nécessité de dynamiser le marché bruxellois, tout en tenant compte des dispositifs de protection sociale susceptibles d'en influencer le fonctionnement, sont toutefois restés d'actualité. Ces enjeux ont notamment été examinés dans le cadre des travaux relatifs à la modification des ordonnances bruxelloises. Le rapport national émis par BRUGEL fait aussi état des éléments pertinents sur le fonctionnement des marchés de l'électricité. Les questions liées au fonctionnement du marché ont aussi été analysées dans le cadre du monitoring du marché.

2.6.5.4.3 Publication des mesures promouvant une concurrence effective

En 2025, BRUGEL a poursuivi ses réflexions sur l'évolution du cadre régional, notamment concernant l'obligation de faire offre, l'attractivité du marché bruxellois et la protection des consommateurs. BRUGEL a souligné la nécessité de préserver un équilibre entre la protection des consommateurs et le maintien d'une concurrence effective, certaines obligations trop contraignantes étant susceptibles de réduire le nombre d'offres disponibles.

2.7 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

2.7.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

2.7.1.1 Demande[137]

La charge du réseau d'Elia représentait 62,1 TWh en 2025 contre 65,7 TWh en 2024, ce qui correspond à une diminution de 5,4 %.

Year	Min Total load (MWh\h)	Max Total load (MWh\h)	Total load (TWh)
2016	6521.92	13617.48	86.89
2017	6629.13	13815.37	87.34
2018	6740.89	13310.82	87.49
2019	6442.34	13768.45	84.95
2020	6146.00	13344.40	81.14
2021	6626.86	13562.25	84.45
2022	6226.53	13234.34	81.73
2023	5877.45	12680.53	78.90
2024	6158.59	13281.65	80.97
2025	6095.72	13220.59	80.20

Figure 70 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2016-2025

2.7.1.2 Capacité installée et énergie produite

En 2025, la puissance de production installée raccordée au réseau d'Elia en Belgique a diminué, passant de 14 584 MW en 2024 à 13 375 MW en 2025, principalement en raison de la fermeture, au cours de l'année, de Doel 1, Tihange 1 et Doel 2, ne laissant plus que 2 077 MW de puissance nucléaire (Doel 4 et Tihange 3).

Type	Capacité installée raccordée au réseau d'Elia (MW)	%
Éolienne	2,513	18.8
Photovoltaïque	159	1.2
Cogénération	682	5.1
Gaz naturel	5,747	43.0
Nucléaire	2,077	15.5
Autres (y compris stockage)	2,197	16.4
Total	**13,375**	

Figure 71 : Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2025

[137] le Total load représente, au niveau belge, l'ensemble de l'énergie consommée (pas stockée) par les utilisateurs (tant du TSO que des DSOs) et perdue par le réseau. Il s'agit de la définition convenue entre les équipes CREG et Elia, après relecture et examen critique par les collègues.

Type	Électricité produite par les centrales raccordée au réseau d'Elia (GWh)	%
Éolienne	7.224	16,0
Photovoltaïque	173	0,4
Cogénération	2.836	6,3
Gaz naturel	10.143	22,4
Nucléaire	22.629	50,0
Autres (y compris stockage)	2.258	5,0
Total	**45.264**	

Figure 72 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2025 par les centrales situées sur les sites raccordés au réseau d'Elia

2.7.1.3 Sécurité opérationnelle du réseau

La figure illustre l'évolution de la charge physique maximale des interconnexions avec les pays voisins, c'est-à-dire la France, les Pays-Bas, l'Allemagne et le Royaume-Uni. Cette charge physique est mesurée sur base quart-horaire et représente une combinaison de flux résultant des importations et des exportations commerciales avec la Belgique et de flux de transit sur le réseau belge.

Dans le sens des exportations, les flux physiques maximaux d'exportation mesurés sur les interconnexions en courant alternatif (AC pour Alternating Current) ont diminué de 27,1 % à 3 460 MW à la frontière française et de 12,2 % à 2 881 MW à la frontière néerlandaise. Sur les interconnexions en courant continu (DC pour Direct Current) à la frontière allemande et à la frontière avec le Royaume-Uni, les flux d'exportation maximaux sont restés stables, à respectivement 1 002 MW et 1 046 MW.

Dans le sens des importations, les courants maximaux ont augmenté de 5,8 % pour atteindre 5 530 MW à la frontière française et de 7,0 % pour atteindre 4 163 MW à la frontière néerlandaise. Aux frontières allemande (1 002 MW) et britannique (1 003 MW), les courants d'importation maximaux sont restés stables.

2.7.2 Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

Le mécanisme de rémunération de capacité (CRM) constitue désormais le principal instrument destiné à garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. Il est ouvert aux capacités de production, de stockage et de gestion de la demande, existantes ou nouvelles, susceptibles de contribuer à la sécurité d'approvisionnement.

En 2025 a débuté la première période de fourniture couverte par le CRM. La CREG a par ailleurs poursuivi la mise en œuvre du mécanisme en établissant les règles de fonctionnement applicables aux enchères organisées en octobre 2025[138].

[138] Décision (B)2981 du 15 mai 2025 établissant les règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité.

Pour la première fois en 2025, trois enchères ont été organisées simultanément : une enchère T-1 pour la période de fourniture 2026-2027, une enchère T-2 pour la période 2027-2028 et une enchère T-4 pour la période 2029-2030. La CREG a validé les résultats de ces trois enchères le 30 octobre 2025[139].

La CREG a également réalisé en 2025 la première évaluation du fonctionnement du CRM depuis sa mise en œuvre. Elle conclut que, pour la première période de fourniture, le CRM a atteint ses principaux objectifs en matière de sécurité d'approvisionnement et de maîtrise des coûts. Elle formule toutefois plusieurs recommandations visant notamment à améliorer la méthodologie de calibration, la prise en compte de la flexibilité et la prévisibilité de certains paramètres du mécanisme[140].

2.7.3 Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2025.

2.8 L'EFFICACITÉ ENERGÉTIQUE

Cette section a été introduite par l'article 27, § 4, de la directive (UE) 2023/1791 relative à l'efficacité énergétique.

2.8.1 Au niveau fédéral

En 2025, les pertes sur le réseau Elia se sont élevées à 831,3 GWh, contre 922,5 GWh en 2024[141]. La méthodologie tarifaire 2024-2027 prévoit par ailleurs un incitant visant à améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments des sous-stations, les pertes évitables grâce à leur rénovation énergétique ayant été estimées par Elia à environ 15 GWh par an[142].

2.8.2 Au niveau de la Région flamande

Le VNR contrôle les performances des gestionnaires de réseaux de distribution et de transport d'électricité dans le cadre du développement d'un réseau intelligent visant à améliorer l'efficacité énergétique. À cette fin, elle publie un rapport bisannuel sur les performances des gestionnaires de réseaux.[143].

Par ailleurs, l'évolution des pertes sur le réseau est suivie dans le rapport annuel sur la qualité. [144]

En outre, le VNR exerce un contrôle sur les méthodes utilisées par les gestionnaires de réseau en ce qui concerne l'application du principe « l'efficacité énergétique d'abord » dans leur planification du réseau, leur exploitation du réseau — y compris les pertes de réseau —, le développement du réseau et les investissements.

À cette fin, les gestionnaires de réseau doivent fournir, dans leur plan d'investissement bisannuel, des informations sur l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique de leur infrastructure électrique.

[139] Décisions (B)3121, (B)3122 et (B)3123 du 30 octobre 2025 relatives à la validation des résultats respectivement des enchères T-1 2026-2027, T-2 2027-2028 et T-4 2029-2030.
[140] Rapport (RA)2964 du 20 novembre 2025 d'évaluation du fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité.
[141] Elia Group, Annual Integrated Report 2025, p. 180.
[142] Méthodologie tarifaire applicable au gestionnaire du réseau de transport d'électricité pour la période régulatoire 2024-2027.
[143] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2026-03
[144] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-14

Ce plan bisannuel fait l'objet d'une consultation des utilisateurs du réseau et doit être approuvé par le VNR. La décision du VNR peut être accompagnée d'un rapport.

2.8.3 Au niveau de la Région wallonne

En Région wallonne, la prise en compte de l'efficacité énergétique des réseaux s'inscrit notamment dans le processus d'élaboration et d'examen des plans d'adaptation des gestionnaires de réseaux de distribution. Les lignes directrices établies par la CWaPE prévoient que les gestionnaires de réseau identifient les mesures contribuant à l'amélioration de l'efficacité du réseau et de son efficacité énergétique, ainsi que les actions visant à réduire les pertes techniques et administratives. Parmi les mesures examinées figurent notamment la conversion de réseaux basse tension 3x230 V vers 3N400 V et, plus généralement, les adaptations permettant une meilleure exploitation du réseau.

Dans ce cadre, les plans d'adaptation doivent également prendre en considération les solutions alternatives au renforcement traditionnel des réseaux, telles que la gestion intelligente du réseau, la flexibilité, le stockage ou l'efficacité énergétique. La planification des réseaux évolue ainsi vers une approche davantage fondée sur l'identification des besoins en capacité et la comparaison des différentes solutions susceptibles d'y répondre.

En 2025, cette approche s'est notamment concrétisée par la poursuite de la mise en œuvre des programmes de « smartisation » soutenus par la Région wallonne. Ceux-ci visent notamment à améliorer l'efficience énergétique des réseaux de distribution, à accroître leur capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable et à maîtriser les coûts liés à la transition énergétique. Ils portent notamment sur le renforcement des réseaux basse tension, le déploiement des compteurs communicants, l'amélioration de l'observabilité du réseau ainsi que la télégestion et la surveillance de certains équipements.

2.8.4 Au niveau de la Région de Bruxelles-Capitale

En Région de Bruxelles-Capitale, BRUGEL assure le contrôle du développement des réseaux de distribution et de transport régional d'électricité, notamment par l'examen des plans de développement (PDD) et le suivi de leur exécution. Ce contrôle porte notamment sur la prise en compte de l'efficacité énergétique, l'adéquation des investissements aux besoins du réseau et le développement des réseaux et des compteurs intelligents.

Les **mesures directes** visent à réduire les pertes électriques à l'occasion des investissements : adaptation des niveaux de tension, choix des sections de câbles et utilisation de transformateurs à pertes réduites. L'évolution des pertes est suivie dans le rapport annuel de qualité.

Le **smart grid et les compteurs intelligents** constituent des leviers complémentaires : ils visent à améliorer l'observabilité et le pilotage du réseau, à faciliter la maîtrise des consommations et à optimiser l'utilisation des capacités existantes. BRUGEL demande également que la flexibilité et le pilotage de la demande soient évalués comme alternatives ou compléments aux renforcements physiques, sur la base de critères techniques et économiques explicités.

3 LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

3.1 RÉGULATION DU RÉSEAU

3.1.1 Dissociation et la certification du gestionnaire de transport

La CREG a certifié la SA Fluxys Belgium en tant que gestionnaire du stockage de gaz naturel selon le modèle de la dissociation totale des structures de propriété conformément à l'article 3*bis* du règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/20051[145].

L'addendum du 16 mars 2023 à cette décision de certification indique que l'avis émis par la Commission européenne le 15 février 2023 ne contient pas d'observations nécessitant une modification de la décision.

Il n'y a eu aucune modification dans les participations et la structure d'actionnariat de Fluxys Belgium en 2025.

3.1.1.1 Fluxys Belgium et Fluxys LNG

La CREG a pris connaissance du rapport d'activités 2025 du comité de gouvernance d'entreprise de Fluxys Belgium et de Fluxys LNG dans le cadre du contrôle de l'application de l'article 8/3 de la loi gaz et de l'évaluation de son efficacité au regard des exigences d'indépendance et d'impartialité des gestionnaires.

La CREG a également pris connaissance du rapport du cadre chargé du respect des engagements relatif au respect du programme d'engagements par les collaborateurs de Fluxys Belgium et de Fluxys LNG en 2025. Ce programme d'engagements sert à prévenir toute discrimination entre utilisateurs de réseau et/ou catégories d'utilisateurs de réseau.

Le 27 juin 2025, la CREG a rendu un avis favorable concernant messieurs Oreja[146] et von den Bussche[147] en leur qualité d'administrateurs indépendants de Fluxys LNG SA.

3.1.1.2 Balansys

La CREG a reçu, du cadre chargé du respect des engagements, le rapport d'engagements et le rapport de surveillance du programme d'engagements concernant les activités de Balansys SA pour 2025.

Le cadre chargé du respect des engagements a donc constaté que les membres du conseil d'administration de Balansys satisfont aux exigences de l'article 8/3, §1/1, alinéa 3 de la loi gaz belge et de l'article 37 de la Loi gaz luxembourgeoise et des statuts de Balansys.

[145] Décision (B)2471 du 15 décembre 2022 relative à la demande de certification de Fluxys Belgium SA – gestionnaire du stockage ; Avis (A)2570 du 8 juin 2023 relatif à l'indépendance de madame Roberte Kesteman en tant qu'administrateur indépendant au sein du conseil d'administration de Fluxys Belgium SA.

[146] Avis (A)3052 du 27 juin 2025 relatif à l'indépendance de monsieur Marcelino Oreja en tant qu'administrateur indépendant du conseil d'administration de la SA Fluxys LNG.

[147] Avis (A)3053 du 27 juin 2025 relatif à l'indépendance de monsieur Christophe von dem Bussche en tant qu'administrateur indépendant du conseil d'administration de la SA Fluxys LNG.

3.1.1.3 Interconnector (UK) Limited

Le 16 janvier 2025, la CREG a approuvé l'addendum à la décision (B)2738. Cet addendum vérifie dans quelle mesure Interconnector Limited s'est conformée à la décision (B)2738 afin que les modifications approuvées du contrat de transport, version 10, puissent être publiées sur le site web d'Interconnector Limited et entrer en vigueur.[148] La CREG constate qu'Interconnector Limited a apporté les modifications minimales demandées.

3.1.2 Réseaux fermés industriels

En 2025, la CREG a approuvé la modernisation substantielle partielle d'une installation de production d'électricité de Zandvliet Power SA raccordée au réseau industriel fermé de BASF Antwerpen SA. Cette décision impose notamment l'application d'un sous-ensemble d'exigences du code de réseau européen RfG et du règlement technique fédéral applicables aux nouvelles unités de production de type D, ainsi que l'adaptation du contrat de raccordement existant[149].

3.1.3 Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution

3.1.3.1 Région flamande

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.3.1 du présent rapport.

3.1.3.2 Région wallonne

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.3.2 du présent rapport.

3.1.3.3 Région Bruxelles-Capitale

Sibelga a été désigné seul GRD d'électricité et de gaz naturel pour la Région de Bruxelles-Capitale.

3.1.4 Réseaux fermés professionnels

3.1.4.1 Région flamande

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.4.1 du présent rapport.

En 2025, aucun nouveau réseau fermé professionnel de gaz n'a été reconnu par le VNR.

3.1.4.2 Région wallonne

En 2025, aucune modification législative n'a été apportée au régime légal des réseaux fermés professionnels de gaz.

[148] Addendum à la décision (B) 2738 relative à la proposition d'Interconnector Limited visant à modifier le contrat d'accès Interconnector (IAA), le règlement d'accès Interconnector (IAC) et le programme d'accès Interconnector (IAAS).
[149] Décision (B)2867 du 30 janvier 2025 relative à la modernisation de l'installation de production d'électricité de Zandvliet Power SA raccordée au réseau industriel fermé de BASF Antwerpen SA.

En 2025, aucun nouveau réseau fermé professionnel de gaz n'a été reconnu par la CWaPE.

3.1.4.3 Région Bruxelles-Capitale

Le concept de réseau fermé professionnel n'a pas été transposé dans la législation qui encadre le marché du gaz (ordonnance relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale).

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2025.

3.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

3.2.1 Les autorisations de fourniture

La construction et l'exploitation d'installations de transport de gaz naturel, y compris l'hydrogène, sont soumises à l'octroi préalable d'une autorisation délivrée par le ministre fédéral de l'Énergie après avis de différentes instances, dont la CREG.

La CREG a rendu onze avis dans ce cadre en 2025[150].

3.2.2 Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Fluxys Belgium et Creos, tous deux GRT, ont confié la gestion de l'équilibrage du réseau à une société commune, Balansys, dont ils sont chacun actionnaires à concurrence de 50 %, respectivement. Le 7 mai 2015, Balansys a été constituée par acte notarié.

Le transfert de la gestion commerciale de l'équilibre du réseau de la zone Belux intégrée a débuté le 1er juin 2020. Depuis lors, Balansys gère l'équilibre du réseau et les acteurs du marché doivent conclure un contrat d'équilibrage avec Balansys.

3.2.3 Le code de bonne conduite

La loi du 21 juillet 2021 a modifié l'article 15/5*undecies* de la loi gaz donnant à la CREG le pouvoir d'adopter, par voie de décision, un code de bonne conduite en matière de gestion du réseau de transport de gaz naturel.

Ce code concerne :

- les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport, ainsi que d'accès à l'installation de stockage de gaz naturel et à l'installation de GNL ;
- les conditions de prestation de services d'équilibrage et les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

Après avoir organisé une consultation publique, la CREG a adopté le nouveau code de bonne conduite par décision du 31 août 2022[151]. Il est entré en vigueur le 20 septembre 2022.

[150] Advies (A)3108 van 11 september 2025, Advies (A)3114 van 2 oktober 2025, Advies (A)3131 van 20 november 2025 en Advies (A)3144 van 4 december 2025.
[151] Décision (B)2411 du 31 août 2022 relative à l'établissement d'un code de bonne conduite gaz naturel.

3.2.3.1 *Fluxys Belgium*

En 2025, la CREG a approuvé plusieurs modifications, à la demande de Fluxys Belgium, aux documents régulatoires.

3.2.3.1.1 Contrat de transport

Sous réserve de quelques remarques, la CREG a approuvé[152] la demande de Fluxys Belgium visant à modifier le contrat standard de transport de gaz naturel, les annexes A et B du règlement d'accès de transport de gaz naturel et le programme de services de transport de gaz naturel.

La CREG a également approuvé la demande de Fluxys Belgium visant à modifier le contrat standard de transport de gaz naturel, les annexes A et B du règlement d'accès de transport de gaz naturel et le programme de transport de gaz naturel.

Des modifications ont été apportées au contrat standard de transport de gaz naturel afin d'inclure le producteur local et le point de raccordement intérieur pour l'injection dans le contrat d'attribution. Les modifications apportées aux annexes A et B concernent la mise à jour de certaines procédures, la suppression du service de conversion de capacité L et celle de l'excédent de production hors pointe. Les références obsolètes ont été supprimées du programme de transport de gaz naturel.

3.2.3.1.2 Contrats de raccordement

- Producteur local – gaz non compatible :

Sous réserve de certaines précisions, la CREG a également approuvé un nouveau contrat, le Contrat de raccordement standard - Producteur local - Gaz non compatible.

Grâce à ce nouveau contrat, les utilisateurs du réseau peuvent également injecter d'autres gaz que le gaz naturel dans le réseau de transport de Fluxys. Cette approbation est soumise à la condition que certaines définitions soient clarifiées, qu'une note explicative sur le mode de calcul de la garantie bancaire soit publiée sur le site web de Fluxys Belgium et qu'une note soit fournie, précisant comment les spécifications seront déter minées et quelles mesures seront prises pour éviter toute dis crimination entre les producteurs locaux actuels et futurs de gaz non compatible. Afin de développer un service qui réponde au mieux aux attentes du marché, la CREG a également demandé à Fluxys Belgium de consulter le marché sur la méthodologie d'interruption à appliquer lors de la prochaine consultation publique sur le règlement d'accès de transport de gaz naturel.

À la fin de l'année, la CREG[153] a approuvé la modification de l'annexe 7 du Contrat de raccordement standard - Producteur lo cal - Gaz non compatible. Les modifications concernent la limite inférieure du pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz injecté et la limite inférieure de l'indice de Wobbe qui en découle.

- Client final :

La CREG a approuvé les demandes de Fluxys Belgium de modification du contrat standard de raccordement – client final. Les modifications portent sur l'introduction d'une nouvelle obligation pour le gestionnaire du réseau de transport d'informer à l'avance les utilisateurs finaux concernés en cas de

[152] Décision (B)2936 du 27 février 2025 relative à la demande d'approbation de la SA Fluxys Belgium de la proposition de modification du Contrat Standard de Transport de gaz naturel, des annexes A et B du Règlement d'Accès pour le Transport de gaz naturel et du Programme de Transport de gaz naturel

[153] Décision (B) 3155 du 11 décembre 2025 relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation de la modification de l'Annexe 7 « Qualités requises du gaz au point de raccordement » du Contrat Standard de Raccordement – Producteur Local – Gaz Non Compatible

connexion au réseau d'un nouveau producteur local, et sur la mise à jour des annexes opérationnelles 1, 4 et 7[154].

- Producteur local :

La CREG a également approuvé une modification de l'annexe 7 sur les qualités requises du gaz au point de raccordement, du contrat standard de raccordement – producteur local[155].

- GRD :

La CREG a également approuvé une modification du contrat standard de raccordement GRD, avec toutefois la demande à Fluxys Belgium de fournir une note explicative sur la notion de « situation urgente »[156].

3.2.3.2 Fluxys LNG

En 2025, la CREG a approuvé les modifications[157] apportées par Fluxys LNG au programme du terminal GNL et au règlement d'accès au terminal GNL de Zeebruges.

Les principales modifications concernent une augmentation de la capacité annuelle des créneaux horaires au terminal GNL de Zeebruges à partir d'avril 2027, ainsi que diverses modifications des mécanismes d'attribution des fenêtres d'enchères et des fenêtres de souscription.

3.2.3.3 Interconnector Limited

Le 16 janvier 2025, la CREG a approuvé l'addendum à la décision (B)2738. Cet addendum vérifie dans quelle mesure In terconnector Limited s'est conformée à la décision (B)2738 afin que les modifications approuvées du contrat de transport, version 10, puissent être publiées sur le site web d'Inter connector Limited et entrer en vigueur.[158] La CREG constate qu'Interconnector Limited a apporté les modifications mini males demandées.

3.2.4 Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture

3.2.4.1 Niveau fédéral

En exécution de l'article 86 du code de bonne conduite, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel met en œuvre un système de suivi qui veille à la qualité et à la fiabilité du fonctionnement de son réseau de transport de gaz naturel et des services de transport fournis.

[154] Décision (B)2812 du 20 juin 2024 relative à la demande de la SA Fluxys Belgium d'approbation de la proposition de modification du contrat standard de raccordement - client final.
[155] Décision (B)2813 du 20 juin 2024 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Fluxys Belgium, de la proposition de modification de l'annexe 7 du Contrat standard de raccordement - Producteur local.
[156] Décision (B)2901 du 28 novembre 2024 relative à la proposition de modification du contrat standard de raccordement GRD.
[157] Décision (B)3128 du 20 novembre 2025 relative à la demande d'approbation du règlement d'accès GNL modifié pour le terminal GNL de Zeebruges, du règlement d'accès GNL modifié pour le terminal GNL de Zeebruges pour le chargement de camions au terminal GNL de Zeebruges, du contrat de terminal GNL modifié pour les services GNL, du contrat GNL modifié pour le chargement de camions GNL et du programme de terminalling GNL modifié.
[158] Addendum à la décision (B) 2738 relative à la proposition d'Interconnector Limited visant à modifier le contrat d'accès Interconnector (IAA), le règlement d'accès Interconnector (IAC) et le programme d'accès Interconnector (IAAS).

Ce système de suivi permet notamment de déterminer les paramètres de qualité en matière de :

- fréquence des interruptions et/ou réductions ;
- durée moyenne des interruptions et/ou réductions ;
- cause des interruptions et/ou réductions, et solutions apportées ;
- portefeuille des services de transport de gaz naturel offerts.

En 2025, aucun service n'a été interrompu ou réduit, sauf pour les services backhaul.

3.2.4.2 Région flamande

3.2.4.2.1 Interruptions en raison de travaux planifiés

En vertu de l'article 2.3.4 du Règlement technique de distribution de gaz, le GRD de gaz naturel a le droit, après concertation avec l'utilisateur de réseau de distribution concerné, d'interrompre l'accès au réseau de distribution de gaz naturel si la sécurité, la fiabilité ou l'efficacité du réseau de distribution de gaz naturel ou du raccordement exigent que des travaux soient effectués au niveau du réseau de distribution de gaz naturel ou du raccordement. Les travaux prévus pour le raccordement comprennent les travaux au niveau de la conduite de raccordement (assainissement, transfert) ou le renouvellement du compteur à gaz. Comme à l'accoutumée, les GRDs font rapport à le VNR du nombre de travaux réalisés et de la durée standard de l'indisponibilité.

Les interruptions résultant de travaux prévus ont un impact limité sur le confort des utilisateurs, vu que les utilisateurs concernés sont avertis au préalable par le gestionnaire de réseau du moment et de la durée probable de l'interruption.

3.2.4.2.2 Interruptions en raison de travaux non planifiés

Des travaux non planifiés sont des interventions effectuées par le GRD de gaz naturel suite à des signalements faits par les clients. Ces signalements peuvent avoir trait à une soudaine odeur de gaz, une coupure de gaz, un endommagement de l'installation ou une panne au niveau du compteur. Conformément à l'article 2.3.5 du TRDG, le GRD de gaz naturel prévoit un numéro de téléphone disponible en permanence, où des coupures peuvent être signalées et où des informations sur des interruptions peuvent être fournies. En vertu de l'article 2.2.67 § 1 du TRDG, le GRD de gaz naturel doit, dans les deux heures suivant le signalement d'une panne sur un raccordement, se trouver sur place pour débuter les travaux qui permettront de résoudre la panne.

3.2.4.2.3 Incidents

Un incident peut s'assimiler, par exemple, à une fuite de gaz résultant de travaux d'excavation, à la suite de laquelle l'alimentation en gaz naturel de plusieurs clients a dû être coupée. En fonction de la configuration du réseau de distribution de gaz naturel et de la gravité de la situation, le GRD essayera de réduire au minimum les nuisances occasionnées aux utilisateurs concernés.

3.2.4.2.4 Durée moyenne de l'indisponibilité

L'évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz par type d'interruption (planifiée, non planifiée, incident) est illustrée à la figure ci-après.

Indisponibilité moyenne par client (calculations VREG)	Travaux planifié (minutes)	Travaux non-planifié (minutes)	Incidents (minutes)	Total
Moyenne 2025	7,6	0,15	0,1	7 min 51 sec
Moyenne 2024	10,4	0,11	0,1	10 min 32 sec
Moyenne 2023	9,9	0,11	0,0	10 min 0 sec
Moyenne 2022	19,1	0,11	0,6	20 min 25 sec
Moyenne 2021	17,3	0,12	0,6	18 min 01 sec
Moyenne 2020	2,5	0,12	0,0	2 min 35 sec
Moyenne 2019	1,9	0,14	0,0	2 min 04 sec
Moyenne 2018	1,6	0,16	0,4	2 min 11 sec
Moyenne 2015-2017	3,0	0,13	0,6	3 min 45 sec

Figure 73 : Durée moyenne de l'indisponibilité pour le gaz naturel par consommateur en 2018-2025

L'augmentation de l'indisponibilité due aux travaux prévus à partir de 2021 résulte de l'accélération du déploiement du compteur numérique pour le gaz. Des informations détaillées figurent dans le rapport sur la qualité du service et la responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution gaz en Région flamande en 2024.

3.2.4.3 Région wallonne

3.2.4.3.1 Interruptions en raison de travaux planifiés

En vertu de l'article 129 du Règlement technique de distribution de gaz (RTG) :

> « *§1. Le GRD a le droit, après concertation avec les URD concernés dont la capacité est supérieure ou égale à 25 $m^3_{(n)}$ par heure, d'interrompre l'accès au réseau de distribution lorsque la sécurité, la fiabilité et/ou l'efficacité du réseau de distribution ou du raccordement exigent des travaux sur le réseau de distribution ou les ouvrages de raccordement.*
>
> *§ 2. Sauf en cas de situation d'urgence le GRD informe tous les URD et fournisseurs concernés par une interruption, au moins cinq jours ouvrables à l'avance, du début et de la durée probables de celle-ci.* »

Les interruptions résultant de travaux prévus ont un impact limité sur le confort des utilisateurs, vu que les utilisateurs concernés sont avertis au préalable par le gestionnaire de réseau du moment et de la durée probable de l'interruption.

3.2.4.3.2 Interruptions en raison de travaux non planifiés

Des travaux non planifiés sont des interventions effectuées par le GRD de gaz naturel à la suite de signalements faits par les clients. Ces signalements peuvent avoir trait à une soudaine odeur de gaz, une coupure de gaz, un endommagement de l'installation ou une panne au niveau du compteur. Le GRD de gaz naturel prévoit un numéro de téléphone disponible en permanence, où des coupures peuvent être signalées et où des informations sur des interruptions peuvent être fournies (ex. durée probable de l'interruption). En vertu de l'article 5, § 3, du RTG, le GRD de gaz naturel doit, dans les deux heures suivant le signalement d'une panne sur un raccordement, se trouver sur place pour débuter les travaux qui permettront de résoudre la panne.

3.2.4.3.3 Incidents

Un incident peut s'assimiler, par exemple, à une fuite de gaz résultant de travaux d'excavation, à la suite de laquelle l'alimentation en gaz naturel de plusieurs clients a dû être coupée. En fonction de la configuration du réseau de distribution de gaz naturel et de la gravité de la situation, le GRD essayera de réduire au minimum les nuisances occasionnées aux utilisateurs concernés.

3.2.4.3.4 Reporting lié à l'indisponibilité

Les GRD rapportent à la CWaPE les interruptions de fourniture non planifiées : leur localisation, le nombre de cas, le nombre de clients concernés et l'origine de la cause (tiers ou GRD). La durée de l'interruption en elle-même n'est pas monitorée compte-tenu du fait que la sécurité des personnes et des installations doit primer sur la vitesse de rétablissement de la fourniture. Seul le délai moyen d'arrivée sur site, par niveau d'urgence, est monitoré.

3.2.4.4 Région Bruxelles-Capitale

Le suivi des indicateurs de qualité est également réalisé pour l'alimentation en gaz des consommateurs bruxellois.
En général, l'indisponibilité en gaz des consommateurs bruxellois reste essentiellement liée à des travaux planifiés. Comme ces derniers sont annoncés à l'avance ou réalisés en concertation avec les clients finaux, les désagréments pour ceux-ci restent limités. Les interruptions d'alimentation non planifiées demeurent relativement rares.

En 2025, l'indisponibilité liée à des travaux planifiés s'élève à 7.128 heures, en augmentation par rapport à 2024 (6.650 heures). Les travaux imprévus, souvent déclenchés par des appels clients, ont entraîné une indisponibilité totale de 580 heures, en forte hausse (52%) par rapport à 2024 (381 heures), principalement en raison d'un plus grand nombre de branchements remplacés suite à des fuites (73 en 2024 et 113 en 2025).

Enfin, deux incidents ont été enregistrés en 2025, causant une indisponibilité totale de 1.044 heures, contre 28 heures en 2025. Ces incidents étaient dus d'une part à des dommages causés par un tiers lors de travaux de terrassement et d'autre part suite d'un dysfonctionnement sur une installation appartenant et exploitée par un autre gestionnaire de réseau.

De manière générale, la qualité d'alimentation des consommateurs bruxellois reste très bonne (malgré une détérioration notable cette année). En 2025, un consommateur de gaz bruxellois a été privé d'alimentation en moyenne pendant 1 minute et 13 secondes, tous types d'interruptions confondus (planifiées et non planifiées).

3.2.5 Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations

3.2.5.1 Niveau fédéral

Conformément à la loi gaz, la CREG est chargée de la surveillance du temps pris par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel pour effectuer les raccordements et les répara tions. En 2025, deux nouveaux raccordements ont été réalisés pour des consommateurs finaux en 88 et 80 mois.

En outre, trois nouveaux raccordements pour la distribution publique ont été réalisés, et ont duré entre 63 et 90 mois. Il y a eu, en 2025, 2 réparations suite à des accidents ou des incidents et 14 réparations dans le cadre de périodes de maintenance.

Les réparations non planifiées ont été effectuées en une jour née et ont toutes eu lieu après concertation avec les expéditeurs ou les clients finaux et sans impact sur ceux-ci. Les 14 réparations dans le cadre de périodes de maintenance planifiées ont été réalisées afin d'éviter l'impact sur la livraison de services. Toutes les réparations ont été limitées dans le temps (le plus souvent quelques jours) et exécutées en collaboration avec le client final et/ou les *shippers* concernés.

3.2.5.2 Région flamande

3.2.5.2.1 Raccordements

En matière de gaz, les délais de raccordement sont les suivants :

- raccordement « simple » (pression de fourniture 21 ou 25 mbar, capacité de raccordement
  <= 16 m³/h) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date ; le client peut demander que le raccordement se fait dans les 15 jours ouvrables à partir de la date du paiement du montant de l'offre de raccordement ;
- raccordement « pas simple » : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date. Seulement dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation, le gestionnaire de réseau peut dévier de ces délais. Le raccordement des installations CHP ou production de gaz renouvelable ne peut pas dépasser 24 mois, sauf dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation.

Un monitoring des délais de raccordement est fait depuis 2025.

3.2.5.2.2 Réparations

Les réparations où une interruption a eu lieu font partie des chiffres d'indisponibilité du point 3.2.2.2.

3.2.5.2.3 Indemnisations

En 2025, aucune demande d'indemnité forfaitaire pour retard de raccordement n'a été introduite.

3.2.5.3 Région wallonne

3.2.5.3.1 Raccordements

En matière de raccordement gaz en Wallonie, toute personne physique ou morale ayant demandé un raccordement a droit à une indemnité forfaitaire journalière à charge du gestionnaire de réseau si le gestionnaire de réseau n'a pas réalisé le raccordement effectif, en ce compris la modification du raccordement existant, dans les délais suivants[159] :

- 1° pour les raccordements standards et simples, dans un délai de trente jours ouvrables qui, sauf demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le

[159] Cf. article 25*ter* du décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

gestionnaire de réseau, commence à courir à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement par le gestionnaire de réseau. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis. Lorsque la situation de la canalisation de distribution nécessite des travaux en voirie, ou une extension du réseau, le délai est porté à soixante jours ouvrables ;

- 2° pour les raccordements non-simples, dans le délai prévu par le contrat de raccordement, qui, sauf demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le gestionnaire de réseau, commence à courir à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement par le gestionnaire de réseau. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis ;
- 3° pour les raccordements non-simples et lorsque la capacité souscrite est égale ou supérieure à 250 m3, dans le délai prévu par le contrat de raccordement, qui, sauf demande en sens contraire du demandeur de raccordement acceptée par le gestionnaire de réseau, commence à courir à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement par le gestionnaire de réseau. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations.

Un monitoring des délais de raccordement est fait chaque année au travers du rapport qualité du GRD. Les données suivantes sont entre autres collectées : nombre de dossier, nombre de cas de dépassement de délais, nombre de dépassement de délais pour les demandes d'autorisation, nombre de plaintes justifiées pour dépassement de délais.

En ce qui concerne les retards de raccordement, quatre demandes d'indemnisation a été introduite dans ce cadre auprès des GRD gaz en 2025. Un de ces dossiers a fait l'objet d'une indemnisation, un autre a été rejeté et deux autres sont en cours de traitement au moment du *reporting* et pourraient donner lieu à une indemnisation.

3.2.5.3.2 Réparations

Dans le cadre du rapport qualité que le GRD transmet annuellement au régulateur, sont rapportés :

- les demandes d'intervention par cause et par objet en distinguant les demandes qui se sont avérées justifiées et non justifiées ;
- les temps moyens d'intervention par niveau d'urgence et par type de panne (délai moyen d'arrivée sur site et durée moyenne d'intervention).

Toutefois, aucun indicateur de performance n'est appliqué à la durée moyenne d'intervention, la sécurité des biens et personnes étant prioritaire sur ce délai.
En Wallonie aucun monitoring n'est effectué à ce sujet.

3.2.5.4 <u>Région Bruxelles-Capitale</u>

Raccordements :

En ce qui concerne le gaz, les délais de raccordement sont les suivants :

- pour les raccordements standards, le raccordement est réalisé dans un délai de vingt jours ouvrables commençant à courir, sauf convention contraire, à partir du paiement de l'offre, celui-ci ne pouvant intervenir avant l'obtention des différents permis et autorisations requis et pour autant que l'utilisateur du réseau de distribution ait réalisé les travaux à sa charge ;

- pour les raccordements non standards, le raccordement doit être réalisé dans le délai indiqué dans le projet de raccordement.

3.2.6 Monitoring des conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires

Les conditions d'accès à l'installation de stockage de Fluxys Belgium sont définies dans le contrat standard de stockage, le règlement d'accès au stockage et le programme de services pour le stockage, soumis à l'approbation de la CREG.

En 2025, aucune modification de ces documents régulatoires n'a été approuvée par la CREG. Les dernières modifications applicables avaient été approuvées par la décision (B)2682 du 7 décembre 2023[160].

3.2.7 Monitoring des conditions d'accès négocié de stockage

Le régime de conditions d'accès négocié de stockage n'est pas d'application en Belgique.

3.2.8 Monitoring des mesures de sauvegarde

Le Gas Coordination Group de la Commission européenne coordonne l'application du règlement (UE) n° 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz et abrogeant le Règlement (UE) n° 994/2010. La CREG y représente la Belgique aux côtés de l'autorité belge compétente désignée, la Direction générale de l'Énergie.

Ce règlement prévoit des règles visant à promouvoir la coopération régionale en Europe pour prévenir et être prêt à gérer les situations d'urgence. Cette collaboration se traduit par des analyses de risques, des plans d'action préventive et des plans d'urgence qui font l'objet d'un suivi au sein du Gas Coordination Group. Un cadre légal est également offert pour le développement d'un mécanisme de solidarité entre États membres européens afin de continuer à approvisionner les clients protégés.

Ce règlement est actuellement en cours de révision afin de ré pondre aux nouveaux défis liés à la sécurité de l'approvisionne ment énergétique de l'Europe et à la promotion de la transition énergétique. La Commission européenne devrait proposer un nouveau paquet législatif au cours du premier semestre 2026 :

- La préservation de l'approvisionnement en gaz naturel en Europe dans le contexte géopolitique actuel domine l'agenda du Gas Coordination Group. L'accent est mis sur le rem placement du gaz naturel russe par de nouvelles sources de gaz naturel (principalement le GNL) tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement. La dépendance énergétique vis-à-vis des pays hors UE fait l'objet d'une évaluation de plus en plus critique. Les analyses de l'ENTSOG confirment que le marché dispose de suffisamment d'options pour garantir un approvisionnement continu. Cela s'explique en partie par le fait que le Gas Coordination Group a toujours insisté sur la nécessité de la bidirectionnalité des connexions transfrontalières de gaz naturel.
- L'un des principaux objectifs du Gas Coordination Group est de surveiller les obligations de stockage et le taux de rem plissage des sites de stockage européens afin d'améliorer la

[160] Décision (B)2682 du 7 décembre 2023 sur la demande de Fluxys Belgium visant à modifier le contrat standard de stockage, le glossaire de définitions, les annexes B, D1 et H1 du règlement d'accès au stockage et le programme de services pour le stockage.

sécurité d'approvisionnement pendant l'hiver. L'objectif européen est ainsi de remplir les capacités de stockage à 90 % entre le 1er octobre et 1er décembre 2025. Outre ces obligations de rem plissage pour les États membres, l'UE a également fixé une trajectoire de remplissage afin de garantir que les sites de stockage soient remplis progressivement et d'éviter qu'ils ne se vident trop rapidement en hiver. Ces mesures, qui étaient déjà appliquées depuis des années en Belgique sous une forme légèrement différente, ont permis à la Belgique de commencer l'année de stockage 2025/2026 avec un taux de remplissage de 93 %, alors que la moyenne européenne s'établit à 83 %.

- Les travaux du *Gas Coordination Group* ont contribué de manière significative à l'élaboration de mesures d'urgence et au contrôle de l'approvisionnement en gaz naturel en Europe. En 2025, la CREG a également collaboré avec la Direction générale de l'Énergie à l'application des mesures nécessaires en Belgique et à la fourniture des rapports correspondants. Il s'agit en particulier de la réalisation des objectifs en matière de stockage de gaz naturel tels que prescrits dans le Règlement (UE) 2022/1032 et le Règlement (UE) 2025/1733.

Pour la CREG, il a toujours été important de n'intervenir que temporairement dans le mécanisme de marché ainsi que le signal de prix y afférent et ce, dans la mesure où les retournements soudains de la situation du marché l'exigeaient afin de garantir l'approvisionnement en gaz naturel.

Infrastructure indicators	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Maximum gas daily consumption (TWh/day).	0,949	1.148	0.934	0.907	0.984	0.909
Pipeline entry capacity in TWh/y.	11388	11388	1417	1023	952	851.0
Pipeline exit capacity (exports) in TWh/y	8760	8760	1013	813	902	714.0
LNG import capacity (maximum technical availability) in TWh/y	172,57	172,57	172,57	172.57	172.57	197.0
Maximum peak outflow rate of all LNG terminals in the country (TWh/day)	0,4728	0,4728	0,4728	0.8200	0.8200	ZBG LNG : 0.725 DNK-to-ZTP : 0.249
LNG Gas Storage Capacity	566000	566000	566000	566000	566000	566000
Underground gas storage-working gas volume in m³(n)	700000000	700000000	770 mcm	770 mcm	770 mcm	770 mcm
Underground gas storage-Maximum withdrawal capacity (TWh/day)	0,174	0.174	0,174	0.174	0.174	0.174
Number of TSOs	2	2	2	2	2	2
Extension of TSO grid (km)	0	0	0	0	44	-5
Number of DSOs	4	4	4	4	4	4

3.3 TARIFS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

3.3.1 Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited

3.3.1.1 Méthodologie tarifaire

Le 30 juin 2022, la CREG adoptait l'arrêté (Z)1110/12 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période régulatoire 2024-2027 (voir rapport annuel 2022).

Le 18 juillet 2024, la CREG a décidé[161] de modifier cet arrêté. Les modifications portent sur l'adaptation du taux sans risque.

Aucune nouvelle modification de la méthodologie tarifaire 2024-2027 n'a été adoptée en 2025.

3.3.1.2 Tarifs

- Tarifs de transport :

Le 6 avril 2023, la CREG approuvait la proposition adaptée de Fluxys Belgium pour les tarifs de transport de gaz naturel portant sur la période régulatoire 2024-2027 (voir rapport annuel 2023). Durant cette période, plus de 550 millions d'euros seront restitués aux utilisateurs du réseau et aux clients finals.

Le 19 juin 2025, la CREG a décidé de ne pas accorder de réductions tarifaires sur les gaz renouvelables et à faible teneur en carbone, comme le permet pourtant le Règlement (UE) 2024/1789, en raison des mesures de soutien déjà existantes pour le développement de ces gaz verts.

Le 27 juin 2025, la CREG a décidé que les tarifs de transport du gaz naturel ne pourraient pas être indexés en 2026.

- Tarifs de stockage :

Le 21 décembre 2023, la CREG approuvait la proposition de Fluxys Belgium relative aux tarifs des services de stockage pour les années 2024-2027, lesquels affichent une diminution de 20 % par rapport à ceux de 2023.

- Tarifs d'équilibrage :

Le 20 novembre 2025, la CREG[162] a approuvé la proposition des tarifs d'équilibrage 2026 de Balansys. La charge de neutralité a été ajustée à 0 €/MWh.

- Tarifs du terminal GNL :

Le 20 novembre 2025, la CREG a approuvé les tarifs pour le nouveau service d'équivalence de liquéfaction et la modification du tarif pour le service de liquéfaction par recondenseur.

[161] Arrêté (Z)1110/13 du 18 juillet 2024 portant modification de l'arrêté (Z)1110/12 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période régulatoire 2024-2027.

[162] Décision (B)2121/7 du 20 novembre 2025 sur les tarifs d'équilibrage dans la zone de marché intégré BELUX pour la période du 1er janvier 2026 au 31 décembre 2026.

- Soldes **:**

Fluxys Belgium : le 27 juin 2025, la CREG[163] a décidé que l'application des tarifs en 2024 a conduit à :

- une augmentation du compte de régularisation « standard » de l'activité de transport de gaz H de 68 084 329 €, portant son solde à 41 209 816 € au 31 décembre 2024 (le solde précédent était négatif) ;
- une augmentation du compte de régularisation « standard » de l'activité de transport de gaz L de 296 576 €, portant son solde à 25 998 005 € au 31 décembre 2024 ;
  une diminution du compte de régularisation « primes d'en chères » de l'activité de transport de gaz H de 85 649 578 €, portant son solde à 720 051 593 € au 31 décembre 2024 ;
- une augmentation du compte de régularisation « standard » de l'activité de stockage de 1 911 397 €, portant son solde à 53 604 171 € au 31 décembre 2024.

Fluxys LNG : le 15 mai 2025, la CREG[164] a décidé que l'application des tarifs de Fluxys LNG en 2024 a conduit à :

- une augmentation nette du compte d'attente IRR de l'activité de terminalling de 1 529 479 €
- une augmentation de 60 594 652 € du compte de régularisation standard
- une augmentation de 2 800 000 € du compte de régularisation Primes d'enchères

et dont le solde global cumulé s'élève à 381 632 458 € au 31 décembre 2024.

Interconnector : la CREG décide[165] que l'application des tarifs d'Interconnector en 2024 a résulté dans les mouvements suivants :

- une hausse du compte de régularisation standard de 37,7 M£ dont le total cumulé était dès lors de 93,3 M£ au 31 décembre 2024 ;
- une baisse du compte de régularisation pour investisse ments de 8,0 M£ dont le total cumulé était dès lors de 14,0 M£ au 31 décembre 2024 ;
- une hausse du compte de régularisation concernant les primes d'enchères de 6,5 M£ dont le total cumulé était dès lors de 100,0 M£ au 31 décembre 2024.

3.3.2 Tarifs de distribution

3.3.2.1 Région flamande

3.3.2.1.1 Méthodologie tarifaire

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.2 du présent rapport.

[163] Décision (B)656G/55 du 27 juin 2025 sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2024.
[164] Décision (B)657G/28 du 15 mai 2025 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2024.
[165] Décision 1442/15 du 21 août 2025 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par Interconnector Ltd pour la période du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024.

3.3.2.1.2 Tarifs périodiques 2025

Basés sur leurs plafonds de revenus autorisés pour 2025, les GRDs ont soumis leurs propositions tarifaires pour 2025. Après une vérification détaillée, le 17 décembre 2024, le VNR a approuvé définitivement les tarifs périodiques de réseau de distribution pour 2025.

	Distributie						Databeheer (EUR/jaar)
	T1 0 - 5.000 kWh/jaar		T2 5.001 - 150.000 kWh/jaar		T3 150.001 - 1.000.000 kWh/jaar		
	Vaste term (EUR/jaar)	Proportionele term (EUR/MWh)	Vaste term (EUR/jaar)	Proportionele term (EUR/MWh)	Vaste term (EUR/jaar)	Proportionele term (EUR/MWh)	
Fluvius Antwerpen	13,43	19,7843	71,32	8,2087	482,17	5,4697	17,51
Fluvius Halle-Vilvoorde	14,60	21,1386	77,54	8,5538	524,20	5,5761	17,51
Fluvius Imewo	16,05	23,1480	85,22	9,3171	576,11	6,0445	17,51
Fluvius Kempen	13,87	20,0356	73,67	8,0793	498,03	5,2503	17,51
Fluvius Limburg	12,57	19,6727	66,72	8,8447	451,03	6,2826	17,51
Fluvius Midden-Vlaanderen	13,82	20,1272	73,38	8,2179	496,07	5,4000	17,51
Fluvius West	16,18	23,4132	85,91	9,4706	580,76	6,1715	17,51
Fluvius Zenne-Dijle	15,72	22,5586	83,45	9,0146	564,16	5,8099	17,51

Figure 74 : Tarifs de réseau et prélèvements (hors TVA) applicables aux clients résidentiels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (01/01/2025-31/12/2025)

3.3.2.1.3 Revenu autorisé 2025

En application de la méthodologie tarifaire 2021-2024, le VREG a déterminé le 29 octobre 2024 le revenu autorisé de chaque gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel à partir de ses tarifs périodiques de réseau de distribution pour l'année 2025.

Le 28 octobre 2025, la VNR a décidé de réviser le revenu autorisé des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel issu de leurs tarifs périodiques de distribution pour l'année 2025.

Lors de l'examen des rapports ex post relatifs aux coûts endogènes des gestionnaires de réseaux de distribution pour l'année 2024, la VNR avait en effet formulé un certain nombre de constats concernant les coûts endogènes au cours de la période de référence 2019-2023.

À la suite de ces constats, la VNR a estimé que les coûts endogènes déclarés pour la période de référence 2019-2023, sur la base desquels le revenu autorisé pour 2025 est calculé, doivent être corrigés afin de garantir l'exactitude et l'uniformité du reporting sur cette période de référence.

Le revenu total autorisé est de 543 millions EUR, soit environ 1,7% de moins qu'en 2024.

	Exogène	Endogène	Total	2025/2024
Fluvius Antwerpen	€ 10.230.065	€ 80.793.057	€ 91.023.122	
Fluvius Halle-Vilvoorde	€ 4.759.094	€ 41.494.915	€ 46.254.009	
Fluvius Imewo	€ 10.706.403	€ 97.328.116	€ 108.034.518	
Fluvius Kempen	€ 4.089.587	€ 33.970.071	€ 38.059.658	
Fluvius Limburg	€ 9.539.260	€ 51.475.331	€ 61.014.591	
Fluvius Midden-Vlaanderen	€ 4.423.379	€ 40.762.712	€ 45.186.090	

Fluvius West	€ 10.424.141	€ 76.345.392	€ 86.769.532	
Total	**€ 61.000.536**	**€ 482.289.851**	**€ 543.290.386**	**-1,69%**
	11%	89%		

Figure 75 : Plafonds de revenus autorisés 2025

Le revenu autorisé endogène diminue de 45 millions d'euros par rapport à 2024. La principale cause de cette diminution est la baisse des coûts sectoriels durant la période de référence 2019-2023, sur la base desquels les revenus autorisés endogènes pour la période de régulation 2025-2028 sont déterminés, par rapport à la période de référence 2015-2019 appliquée durant la période de régulation 2021-2024. Les coûts sectoriels comprennent les amortissements et les coûts nets opérationnels de l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution, ainsi que la rémunération normative du capital.

Le revenu autorisé exogène augmente de 36 millions d'euros par rapport à 2024. La principale cause de cette hausse est la prise en compte des soldes régulatoires (déficits) des années 2022 et 2023.

3.3.2.1.4 Soldes régulatoires 2024

Le 15 juillet 2025, le VNR a fixé pour 2024 les soldes régulatoires des GRD d'électricité et de gaz naturel en Flandre. Ces soldes ont été fixés et traités dans le plein respect de la méthodologie tarifaire 2021-2024.
Pour les GRD de gaz naturel, un déficit global de € 83 millions sur un budget total de € 528 millions a été constaté.

Soldes régulatoires	**Gaz naturel (€)**
Coûts exogènes	+9,21 millions
Différences de volume	+75,75 millions
Réindexation	-2,01 millions
Impôt des sociétés	0,00 millions
Réévalution des plus-values	0,00 millions
+ = déficit et - = surplus	

Figure 76 : Soldes régulatoires 2024

3.3.2.2 <u>Région wallonne</u>

3.3.2.2.1 Méthodologie tarifaire

Le lecteur est invité à se référer aux points 2.3.2.3.1 à 2.3.2.3.3 du présent rapport, en retenant les différences suivantes : le revenu autorisé pour le gaz ne contient pas de budget de transition, ni de budget pour le déploiement accéléré des compteurs communicants. En effet, les deux budgets sont établis séparément.

3.3.2.3 *Région Bruxelles-Capitale*

Les tarifs pour la distribution de l'électricité et du gaz ont été fixés pour la période tarifaire 2025-2029.

Sibelga
Distribution Gaz

Grille tarifaire - Gaz

Année 2025

prix hors TVA

		T1	T2	T3	T4	T5
Consommation annuelle (en kWh)		0-5.000	5.001-150.000	150.001-1.000.000	1.000.000-10.000.000	> 10.000.000
1. Tarif pour l'utilisation du réseau						
X * EUR / an (*) + Y * EUR / kWh						
avec redevance X =	EUR / an (*)	12,00	39,85	928,25	4.636,54	12.697,13
	EUR / jour	0,0328767	0,1091671	2,5431534	12,7028394	34,7866467
consommation Y =	EUR / kWh	0,0150872	0,0095180	0,0035953	0,0009923	0,0003969
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage						
Comptage GOL (Gas On-Line)	EUR / an (*)	696,03	696,03	696,03	696,03	696,03
	EUR / jour	1,9069200	1,9069200	1,9069200	1,9069200	1,9069200
Comptage MMR (Monthly Manual Retrieve) - rel.mensuel	EUR / an (*)	417,62	417,62	417,62	417,62	417,62
	EUR / jour	1,1441520	1,1441520	1,1441520	1,1441520	1,1441520
Comptage YMR - relevé annuel	EUR / an (*)	23,20	23,20	23,20	23,20	
	EUR / jour	0,0635640	0,0635640	0,0635640	0,0635640	
3. Tarif pour les soldes régulatoires	EUR / kWh					
4. Tarif pour les obligations de service public	EUR / kWh	0,0007047	0,0007047	0,0007047	0,0000000	0,0000000
5. Surcharges						
3.1. Charges de pensions	EUR / kWh	0,0001815	0,0001815	0,0001815	0,0000454	0,0000045
3.2. Impôts & prélèvements						
- Redevance de voirie	EUR / kWh	0,0015423	0,0015423	0,0015423	0,0015423	0,0015423
- Impôt des sociétés & autres prélèvements	EUR / kWh	0,0008785	0,0008785	0,0008785	0,0002196	0,0000220

Figure 77 : Tarif de distribution – gaz 2025

En euro HTVA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Utilisation du réseau	168	145	146	145	146	**151**	**161**
Pensions non capitalisées	5	3	3	2	2	**2**	**2**
OSP	3	3	4	4	7	**1**	**9**
Comptage	16	16	16	16	16	**15**	**23**
Redevance de voirie et autres (ISOC,…)	28	27	28	28	29	**31**	**31**
	220	**195**	**197**	**195**	**200**	**200**	**226**

Figure 78 : Évolution tarifs de distribution – Gaz 12.728 kWh annuel

3.3.2.3.1 Contrôle des soldes régulatoires de SIBELGA

En fin d'année 2024, le solde régulatoire (non gérable) cumulé pour le gaz s'élève à 79 millions EUR, dont environ 60 millions encore non affectés. La quote-part attribuée au GRD comme incitant sur coût gérable s'élève à 1 millions EUR pour le gaz. Ce montant fait partie du résultat global reversé sous forme de dividende par Sibelga en plus de la marge équitable autorisée. Cette marge équitable s'élevait en 2023 à 14,3 millions EUR pour le gaz. Les soldes tarifaires historiques qui ont permis de ne pas augmenter les tarifs pour tenir compte de l'inflation réelle rencontrée en 2022 (9,6% au lieu de 1,8% prévu dans le budget tarifaire) et 2023 (4,05% réalisé contre 1,8% prévu) ont également été mis à contribution pour limiter la hausse des tarifs 2025. Un rattrapage de l'inflation est néanmoins constaté. Au niveau des volumes distribués, on constate que les volumes *gridfee* réalisés en 2024 sont

globalement moins élevés que les prévisions (-14%) mais en augmentation par rapport aux volumes 2023 (+8%). La reprise des consommations de gaz en Région de Bruxelles-Capitale qui commençait à se faire sentir en 2023 semble donc se confirmer en 2024, bien que les volumes distribués se situent largement en deçà des prévisions (qui avaient été établies antérieurement à la crise énergétique).

3.3.2.3.2 Méthodologie 2025-2029

Le modèle de régulation préconisé pour la période 2025-2029 est présenté au point 2.3.2.4 du présent rapport.

La méthodologie permet d'intégrer dès à présent la sortie progressive du gaz naturel fossile et la possibilité éventuelle de réutilisation de certains assets en vue de distribuer d'autres gaz « verts » à l'avenir (biométhane, hydrogène, …). La méthodologie interdit par exemple la capitalisation des surcharges imputées aux nouveaux investissements ou permet un amortissement accéléré de certaines catégories d'assets. Ces recommandations reposent sur une étude de Brugel relatives aux risques d'actifs échoués.

Bien qu'au niveau de la structure tarifaire aucun changement majeur ne soit apporté par la méthodologie tarifaire 2025-2029, il a été décidé de procéder à un rapprochement des tarifs appliqués aux tranches T1 et T2.

3.3.3 Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.3 du présent rapport.

3.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

3.4.1 Monitoring «*Cross-border interconnection capacity*»

La Belgique occupe une position centrale dans le système gazier d'Europe du Nord-Ouest. Le réseau de Fluxys Belgium est directement connecté aux réseaux des Pays-Bas, du Royaume-Uni, de l'Allemagne, de la France et du Luxembourg ainsi qu'aux infrastructures permettant l'acheminement du gaz naturel norvégien et du GNL via les terminaux de Zeebruges et de Dunkerque.

Depuis la guerre en Ukraine, les flux transfrontaliers de gaz naturel ont profondément évolué. Les approvisionnements russes acheminés historiquement depuis l'est ont été largement remplacés par des flux provenant de l'ouest, notamment du GNL, du gaz naturel norvégien et du gaz transitant par le Royaume-Uni[166].

En 2025, le volume total des entrées nettes de gaz naturel en Belgique s'est élevé à 428,60 TWh, soit 2,8 fois la consommation belge de gaz naturel. Les importations de GNL ont atteint 146,88 TWh.

Un flux net de 54,38 TWh a été enregistré du Royaume-Uni vers la Belgique via l'Interconnector, contre 46,13 TWh en 2024. La Belgique a par ailleurs exporté un volume net de 59,24 TWh vers les Pays-Bas. Les livraisons de gaz naturel norvégien à Zeebruges se sont élevées à 161,69 TWh.

Les flux sortants ont principalement été dirigés vers l'Allemagne. En 2025, les exportations nettes vers l'Allemagne se sont élevées à 213,43 TWh, soit environ 1,4 fois la consommation totale de gaz naturel

[166] Note (Z)3151 du 18 décembre 2025 relative aux évolutions marquantes sur les marchés belges de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2025.

en Belgique. Cet important flux d'ouest en est a notamment été rendu possible par les importations en provenance de France, qui ont atteint 65,65 TWh. Le flux net de la Belgique vers le Luxembourg s'est quant à lui élevé à 6,76 TWh.

En 2025, les prix du gaz naturel sur les marchés belge ZTP et néerlandais TTF sont restés étroitement convergents. Cette convergence reflète notamment le niveau élevé d'intégration et de fluidité des échanges transfrontaliers entre les marchés gaziers d'Europe du Nord-Ouest.

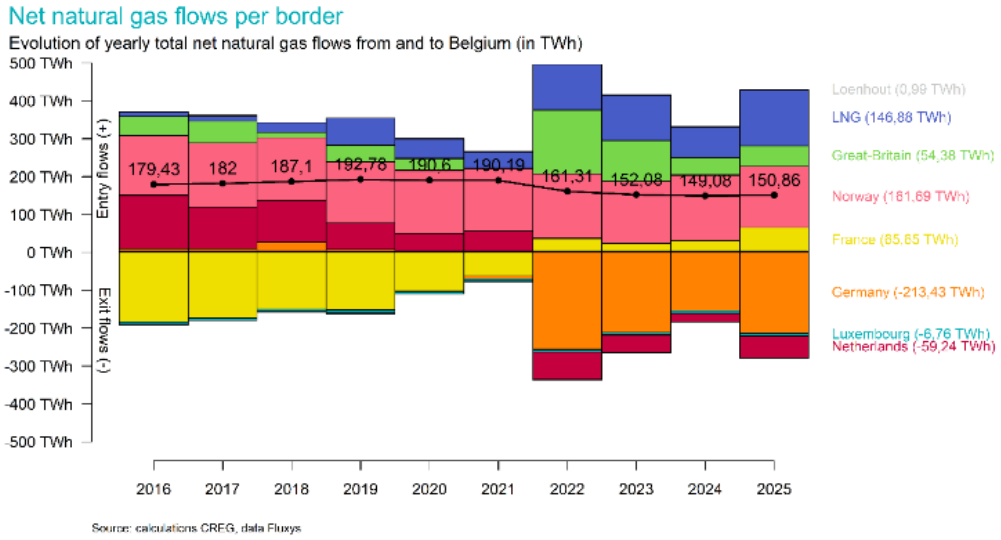


Figure 79 : Flux de gaz naturel et consommation

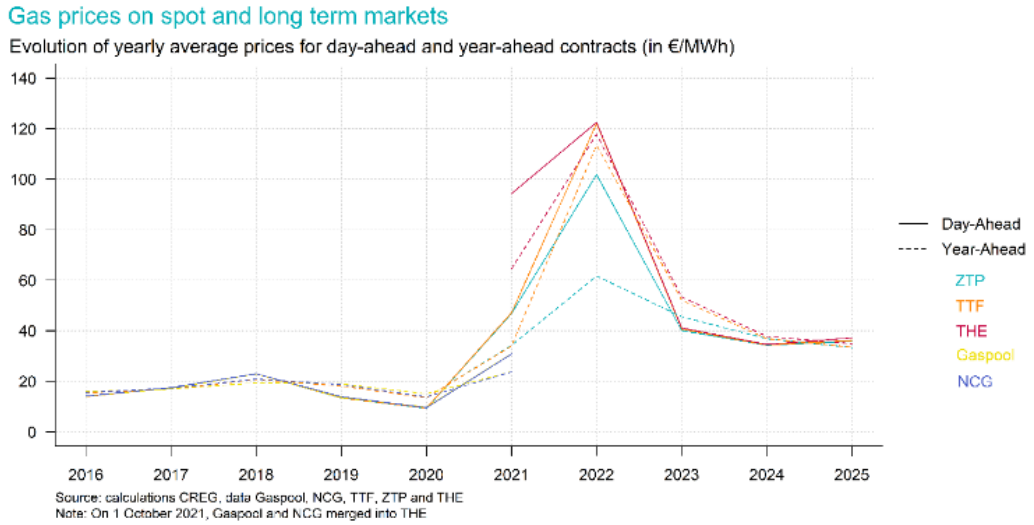


Figure 80 : Prix du gaz sur les marchés spot et à terme

3.4.2 Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économiques

Les codes de réseau européens relatifs à l'allocation des capacités (CAM), à l'équilibrage (BAL) et aux structures tarifaires harmonisées (TAR), ainsi que les règles européennes relatives à la gestion de la congestion aux points d'interconnexion, sont pleinement intégrés dans le cadre applicable au réseau de transport de gaz naturel belge.

Les documents régulatoires de Fluxys Belgium ainsi que les documents d'équilibrage de Balansys ont été adaptés à plusieurs reprises afin d'assurer leur conformité avec ces règles européennes.

En 2025, la CREG a approuvé une nouvelle modification du contrat standard de transport de gaz naturel, des annexes A et B du règlement d'accès pour le transport et du programme de transport de Fluxys Belgium. Les versions ainsi approuvées sont applicables depuis le 26 mars 2025[167].

L'allocation des capacités aux points d'interconnexion continue notamment à s'effectuer via la plateforme PRISMA, conformément aux règles du code de réseau CAM. Les utilisateurs du réseau peuvent y souscrire des capacités au moyen du mécanisme « *first-committed-first-served* » ou par enchères, selon le point d'interconnexion et le produit concerné[168].

À la frontière entre la Belgique et l'Allemagne, les capacités sont commercialisées via le point d'interconnexion virtuel « VIP THE-ZTP », qui regroupe les anciens points Eynatten 1 et Eynatten 2[169].

Par ailleurs, depuis le 5 février 2025, le nouveau règlement (UE) 2024/1789 concernant les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène est applicable. Il abroge le règlement (CE) n° 715/2009 tout en maintenant le cadre européen des codes de réseau et en prévoyant son évolution notamment pour tenir compte du développement des gaz renouvelables, des gaz bas carbone et de l'hydrogène.

3.4.3 Monitoring des plans d'investissements de Fluxys Belgium: descriptions des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement de Fluxys Belgium avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

3.4.3.1 Plan indicatif d'investissements de Fluxys Belgium

En 2025, Fluxys Belgium a publié son plan indicatif d'investissements pour les infrastructures de gaz naturel couvrant la période 2025-2034. Celui-ci porte sur les investissements nécessaires au maintien et à l'adaptation des infrastructures de transport et de stockage de gaz naturel ainsi que du terminal GNL de Zeebruges.

Contrairement aux éditions précédentes, les investissements relatifs à l'hydrogène et au CO_2 ne sont plus repris dans ce plan. Ils font désormais l'objet de plans distincts, compte tenu de l'évolution des cadres réglementaires applicables.

La conversion du marché belge du gaz L vers le gaz H, qui avait constitué un élément important des précédents plans d'investissements, s'est achevée le 1er septembre 2024. Depuis lors, seul du gaz H est consommé en Belgique. Fluxys Belgium continue néanmoins à assurer le transit de gaz L des Pays-Bas vers la France pendant la période de conversion du marché français.

Parallèlement, Fluxys hydrogen a publié en 2025 son premier plan indicatif d'investissements pour le réseau de transport d'hydrogène pour la période 2025-2034[170]. Ce plan identifie les besoins en infrastructures les plus avancés afin de relier les sources d'approvisionnement et les consommateurs d'hydrogène en Belgique et de permettre les importations et le transit transfrontaliers.

[167] Décision (B)2936 du 27 février 2025 relative à la demande d'approbation de la SA Fluxys Belgium de la proposition de modification du contrat standard de transport de gaz naturel, des annexes A et B du règlement d'accès pour le transport de gaz naturel et du programme de transport de gaz naturel.
[168] Fluxys Belgium, Programme de transport, version approuvée par la CREG le 27 février 2025, section 4.1 « Marché primaire ». Fluxys indique que les capacités sont souscrites via PRISMA selon le principe FCFS ou au moyen d'enchères.
[169] Fluxys Belgium, Règlement d'accès pour le transport, version approuvée par la CREG le 27 février 2025, annexe A. Les anciens points Eynatten 1 et Eynatten 2 sont désormais repris sous « VIP THE-ZTP ».
[170] Fluxys hydrogen, Plan indicatif d'investissements pour l'hydrogène 2025-2034.
Lien : https://www.fluxys.com/fr/about-us/fluxys-belgium/publications/infrastructure-development-plans

En mars 2025, Fluxys hydrogen a débuté la construction de la première phase du réseau belge d'hydrogène. Celle-ci comprend notamment de nouvelles canalisations dans les zones portuaires d'Anvers et de Gand ainsi qu'entre Kallo et Zelzate. La mise à disposition des premières infrastructures est prévue à partir de 2026.

3.4.3.2 Projets PCI/PMI

Le règlement (UE) 2022/869 relatif aux réseaux transeuropéens d'énergie (« RTE-E ») prévoit l'établissement, tous les deux ans, d'une liste de projets d'intérêt commun (« PCI ») et de projets d'intérêt mutuel (« PMI »). Depuis sa révision, ce règlement ne prévoit plus l'octroi du statut PCI à de nouvelles infrastructures de transport de gaz naturel et accorde une place importante aux infrastructures d'hydrogène.

Durant l'année 2025, la première liste de PCI/PMI adoptée sur la base du règlement RTE-E révisé demeurait applicable. Elle comprend notamment le « *Belgian Hydrogen Backbone* », ainsi que trois projets belges d'installations de réception d'ammoniac situées à Anvers et à Zeebruges.

Le « *Belgian Hydrogen Backbone* » vise à développer une infrastructure belge de transport d'hydrogène reliée aux Pays-Bas, à l'Allemagne et à la France et à connecter les principaux clusters industriels et infrastructures d'importation belges.

Une nouvelle procédure de sélection des PCI/PMI s'est déroulée en 2025. Le 1er décembre 2025, la Commission européenne a adopté la deuxième liste établie sur la base du règlement RTE-E révisé. Celle-ci maintient notamment le « *Belgian Hydrogen Backbone* » et plusieurs installations belges de réception d'ammoniac. Elle inclut également le projet HY4Link, qui vise le développement d'un corridor transfrontalier d'hydrogène entre la France, le Luxembourg, la Belgique et l'Allemagne.

Cette deuxième liste n'a toutefois été publiée au Journal officiel et n'est entrée en vigueur que le 9 avril 2026. Elle constitue dès lors une évolution intervenue en 2025, sans avoir remplacé juridiquement la première liste au cours de l'année couverte par le présent rapport.

La CREG participe à la procédure de sélection et au suivi des projets PCI/PMI, en collaboration avec les autres autorités de régulation et l'ACER. Elle suit notamment les analyses coûts-bénéfices et les éventuelles questions de répartition transfrontalière des coûts liées à ces projets.

3.4.4 Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concernés et ACER

La CREG est étroitement impliquée dans le *Gas Working Group (GWG)* de l'ACER. Elle y occupe le poste de vice-présidente.

En 2025, le GWG a notamment contribué à l'élaboration de plusieurs avis et recommandations de l'ACER relatifs au gaz naturel et à l'hydrogène. Il a notamment été consulté sur l'avis de l'ACER relatif au rapport de l'ENTSOG sur l'identification des besoins en infrastructures d'hydrogène, ainsi que sur l'ENTSOG *Summer Supply Outlook* 2025.

Le GWG a également contribué à l'élaboration de la recommandation de l'ACER du 28 juillet 2025 relative aux méthodologies de répartition intertemporelle des coûts applicables aux réseaux d'hydrogène. Cette recommandation vise notamment à encadrer la récupération dans le temps des coûts liés au développement des nouvelles infrastructures d'hydrogène.

En fin d'année, le GWG a également contribué à l'avis de l'ACER sur le projet de TYNDP 2024 de l'ENTSOG, qui couvre le développement à long terme des infrastructures de gaz naturel et d'hydrogène.

Enfin, la CREG a poursuivi sa participation aux travaux européens relatifs au fonctionnement et à l'évolution des marchés du gaz naturel et de l'hydrogène, notamment dans le cadre du 39e *European Gas Regulatory Forum*, qui s'est tenu à Madrid les 22 et 23 mai 2025.

3.5 CONFORMITÉ

3.5.1 Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2025.

3.5.2 Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, de IUK, des GRD et des entreprises de gaz naturel actives sur le marché belge du gaz naturel concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives

3.5.2.1 Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2025.

3.5.2.2 Région flamande

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2025. Pour un examen de la jurisprudence pertinente en 2025 en ce qui concerne les tarifs des réseaux de distribution de gaz naturel, il peut être fait référence à l'aperçu figurant à la section 3.3.2.2.

3.5.2.3 Région wallonne

Les décrets électricité[171] et gaz[172] investissent la CWaPE d'une mission générale de contrôle et de surveillance tant en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie qu'en ce qui concerne l'application des décrets électricité et gaz et de ses arrêtés d'exécution. Les décrets précités accordent à la CWaPE le droit d'émettre une injonction en cas de non-respect de certains articles de décrets de leur arrêté d'exécution et, après une audition, la possibilité d'infliger une amende.

3.5.2.4 Région de Bruxelles-Capitale

En vertu des ordonnances bruxelloises, BRUGEL est amenée à prendre des décisions contraignantes, notamment tarifaires. Par ailleurs, en 2025, BRUGEL a pris une décision infligeant une sanction administrative relative à la communication des données des régimes de comptages liés aux compteurs intelligents vers le marché (décision 337 du 15 juillet 2025).

[171] Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.
[172] Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

3.6 CONCURRENCE

3.6.1 Marché de gros

3.6.1.1 Import/export de gaz

La figure x ci-dessous montre, pour la période 2016-2025, les flux nets de gaz naturel vers ou depuis les pays voisins ou via le GNL, tant à l'entrée (positif) qu'à la sortie (négatif) par rapport à la consommation totale. En 2025, la consommation de gaz naturel était de 150,86 TWh, soit une hausse de 1,2% par rapport à 2024 (149,08 TWh)[173].

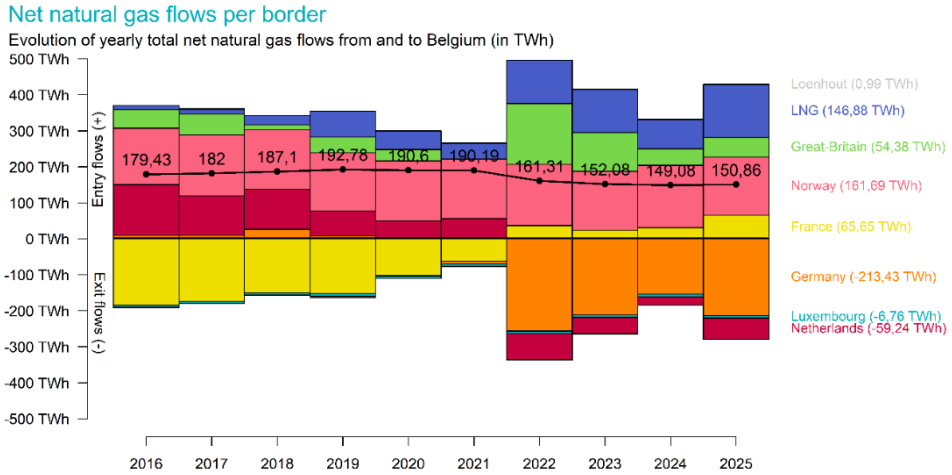


Figure 81 : Flux de gaz naturel et consommation – Evolution des flux de gaz naturel vers et de la Belgique (en TWh)

Depuis l'invasion russe en Ukraine en 2022, la consommation de gaz naturel a connu un ajustement important, influencé par l'évolution des prix et l'activité économique, parallèlement aux initiatives politiques prises au niveau européen pour réduire la demande et accélérer la transition énergétique. C'est dans ce contexte qu'il convient de considérer les évolutions de la demande. Outre les effets sur la demande de gaz naturel, la situation géopolitique entraîne un profond remaniement des voies d'approvisionnement en gaz naturel, le gaz naturel en provenance de Russie (est) ayant été remplacé largement par du gaz naturel en provenance de l'ouest (GNL). Les flux transfrontaliers de gaz naturel se présentent comme suit :

- Royaume-Uni (UK) : Pour absorber les pertes de gaz naturel russe (en particulier en Allemagne), le Royaume-Uni est devenu une voie d'approvisionnement importante pour l'Europe continentale. Un flux net de gaz naturel en provenance du Royaume-Uni via le gazoduc Interconnector jusqu'à Zeebrugge de 54,38 TWh a été enregistré en 2025 (46,13 TWh en 2024).
- Pays-Bas (NL) : Alors que les Pays-Bas sont traditionnellement un exportateur net de gaz naturel vers la Belgique, en partie à cause du gaz L néerlandais vers la Belgique (et par la suite vers la France),6 on observe depuis 2022 que le solde des échanges génère un volume d'exportation de la Belgique vers les Pays-Bas. En 2025, un volume net de 59,24 TWh de gaz naturel a été livré aux Pays-Bas depuis la Belgique. Cela est lié au remplacement du gaz naturel russe aux Pays-Bas (mais aussi en Allemagne) par des cargaisons supplémentaires de GNL et de gaz naturel norvégien.

[173] Note (Z)3151 du 18 décembre 2025 relative aux évolutions marquantes sur les marchés belges de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2025.

- Norvège (NO) : À partir de Zeebrugge, il existe un gazoduc direct reliant la production de gaz naturel norvégien en mer du Nord. En 2025, 161,69 TWh de gaz naturel ont été fournis par ce gazoduc. Ainsi, l'approvisionnement par ce seul gazoduc dépasse la consommation belge de gaz naturel. En 2024, le volume de gaz naturel norvégien vers Zeebrugge était de 173,27 TWh.
- GNL : L'approvisionnement en gaz naturel liquéfié par cargaison en provenance principalement des États-Unis constitue une alternative au gaz naturel russe depuis 2022. En 2025, les entrées de GNL en Belgique se sont élevées à 146,88 TWh, soit 3,3 fois le volume enregistré en 2021 (44,03 TWh). Le marché européen du gaz naturel, et l'Allemagne en particulier, ont donc examiné de près les possibilités d'importation via Zeebrugge afin de garantir leur propre sécurité d'approvisionnement.

Le volume des importations nettes (428,60 TWh) est un multiple (facteur de 2,8) de la consommation belge de gaz naturel. Cela s'explique par l'intensité des échanges transfrontaliers de gaz naturel en Belgique et par le choix de différents itinéraires et sources d'approvisionnement en fonction des conditions du marché. Les installations d'importation de Zeebrugge jouent un rôle important dans la sécurisation des approvisionnements en gaz naturel dans le nord-ouest de l'Europe et dans l'exploitation d'alternatives au gaz naturel russe à court terme.

Les flux de sortie nets sont principalement dirigés vers l'Allemagne et constituent une alternative à l'approvisionnement en gaz naturel russe pour le marché allemand. Via le point d'interconnexion transfrontalier avec l'Allemagne, les exportations nettes ont été enregistrées à 213,43 TWh, ce qui correspond à 1,4 fois la consommation totale de gaz naturel de la Belgique. À titre de comparaison, le volume d'exportation mesuré en 2021 était de 8,1 TWh. Cet important flux de gaz naturel d'ouest en est a été possible en partie parce que la France a également exporté du gaz naturel vers la Belgique (65,65 TWh), alors que la France dépend traditionnellement fortement des flux de gaz naturel passant par la Belgique. Pour cela, on peut compter sur la possibilité, depuis le 1er octobre 2015, de transférer du gaz naturel physique de la France vers la Belgique grâce au nouveau point d'interconnexion à Alveringem en Flandre occidentale.

Les consommateurs luxembourgeois de gaz naturel dépendent fortement des flux de gaz naturel passant par la Belgique. Pour promouvoir le commerce du gaz naturel et la sécurité d'approvisionnement au Luxembourg, depuis le 1er octobre 2015, les marchés belge et luxembourgeois du gaz naturel (gaz H) ont été intégrés dans une zone d'entrée/sortie, une zone d'équilibrage et une plateforme commerciale commune (ZTP existante : Zeebrugge Trading Platform). En 2025, le flux de gaz naturel net de la Belgique vers le Luxembourg est de 6,76 TWh.

La consommation belge de gaz naturel a très légèrement augmenté en 2025, passant de 149,08 TWh à 150,86 TWh (+1,2 %). Cette hausse est principalement due aux centrales électriques (+13,4%) alors que l'industrie connaît une baisse de la consommation de gaz naturel de 2,1%. Sur les réseaux de distribution, la consommation est restée stable.

La figure ci-dessous présente les injections de GNL par mois dans le réseau gazier. La moyenne mensuelle d'injection de GNL dans le réseau gazier belge (« *send-out* ») indique une saisonnalité hiver/été. Par ailleurs, on constate que de larges volumes de GNL ont été injectés dans le réseau avec une injection totale maximale de 15,48 TWh en avril 2025 et 16,95 TWh en octobre 2025. Cette situation s'explique par les besoins en gaz des pays voisins, en particulier de l'Allemagne.

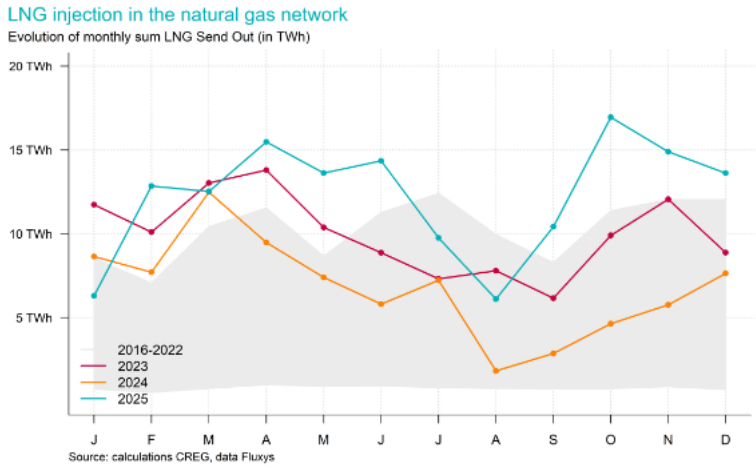


Figure 82 : Injection de GNL dans le réseau gazier

3.6.1.2 Prélèvement

En 2025, la consommation de gaz naturel était de 150,86 TWh, soit une hausse de 1,2 % par rapport à 2024 (149,08 TWh). Cette très légère hausse fait suite à deux baisses consécutives de la consommation de gaz naturel. En 2022, la Belgique avait très fortement augmenté ses importations de gaz, de même que ses exportations, servant de porte d'entrée du gaz en Europe. Par la suite, les importations et exportations de gaz ont diminué d'année en année pour reprendre en 2025. Les volumes de gaz importants à l'entrée et la sortie confirment le rôle de transit de la Belgique dans l'approvisionnement de gaz au niveau européen.

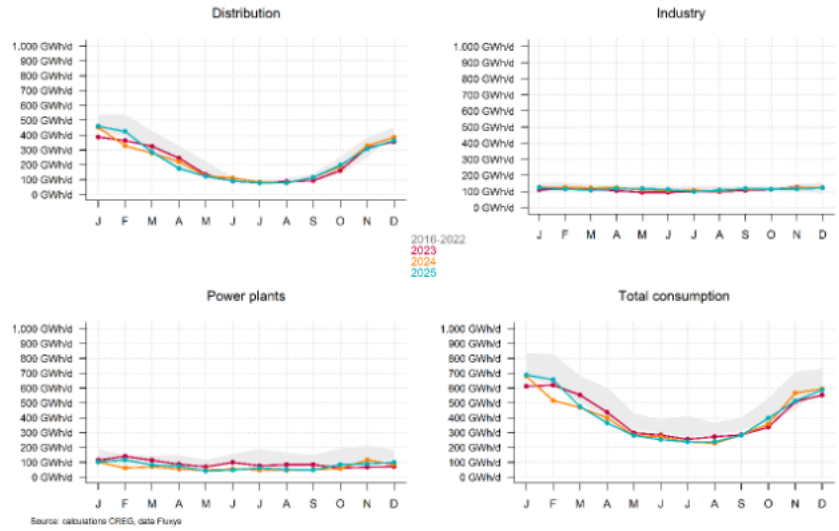


Figure 83 : Profil annuel de prélèvement du gaz naturel

Le profil de la consommation de gaz naturel par secteur continue de présenter la courbe habituelle, la consommation de gaz naturel sur les réseaux de distribution présentant le schéma saisonnier typique en fonction des besoins de chauffage. La consommation de gaz naturel dans les secteurs de l'industrie et de la production d'électricité a une tendance plus plate au cours de l'année.

3.6.1.3 Stockage

Pour Loenhout, le volume de stockage ferme disponible est fixé à 7,6 TWh. La différence entre le volume de stockage fixe disponible et le volume maximal effectivement stocké, qui peut atteindre 9,1 TWh, est due à la combinaison d'une offre de services bien étudiée de la part du gestionnaire de stockage et d'une utilisation optimale de ces services par les utilisateurs du stockage. Les utilisateurs de stockage, en concertation avec le gestionnaire de stockage, peuvent définir leur profil d'injection et de transmission tout au long de l'année. En injectant et en diffusant le gaz de manière régulière, l'opérateur de stockage peut offrir jusqu'à 20 % de capacité de stockage supplémentaire en plus du volume de stockage fixe disponible de 7,6 TWh.

Concernant l'évolution du stockage en Belgique, il est à noter que les commerçants de gaz naturel conservent un intérêt élevé pour l'installation de Loenhout, comme en témoigne la campagne de vente organisée en octobre 2023 qui s'était soldée par une vente de l'ensemble de la capacité ferme pour les années 2024/2025 et 2025/2026. Par ailleurs, lors de la fenêtre de souscription organisée fin 2025, de la capacité a été réservée pour les années 2027/2028 et 2028/2029. Nous pouvons estimer que cet attrait est une conséquence du modèle flexible mis en place et du travail conjoint de la CREG, de l'opérateur de l'installation de stockage et du SPF Economie pour définir une trajectoire de remplissage du stockage assurant l'approvisionnement de la Belgique sans limiter la flexibilité des utilisateurs du stockage.

Concernant la trajectoire de remplissage du stockage imposée par l'Union Européenne, on remarque que par rapport à nos pays voisins, les Pays-Bas, l'Allemagne et la France, où divers programmes d'aide et de subvention ont été mis en place, la Belgique a strictement respecté les obligations de stockage sans que cela n'entraîne de coûts supplémentaires pour le consommateur.

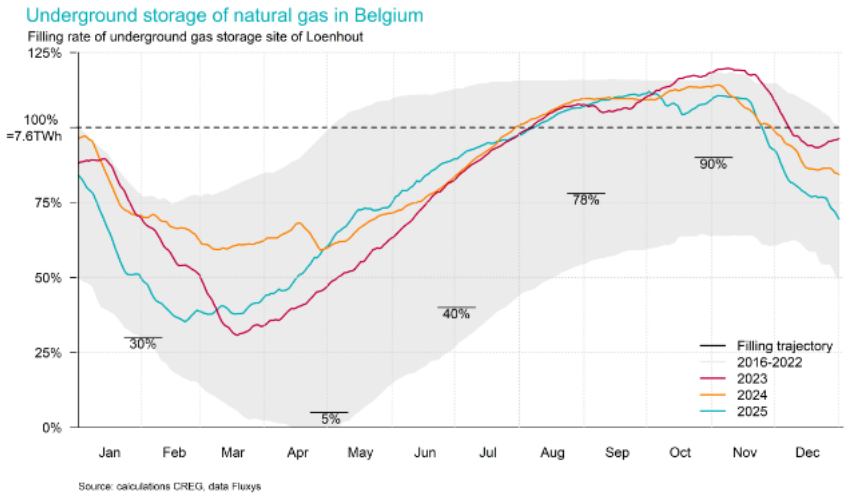


Figure 84 : Stockage souterrain de gaz naturel en Belgique

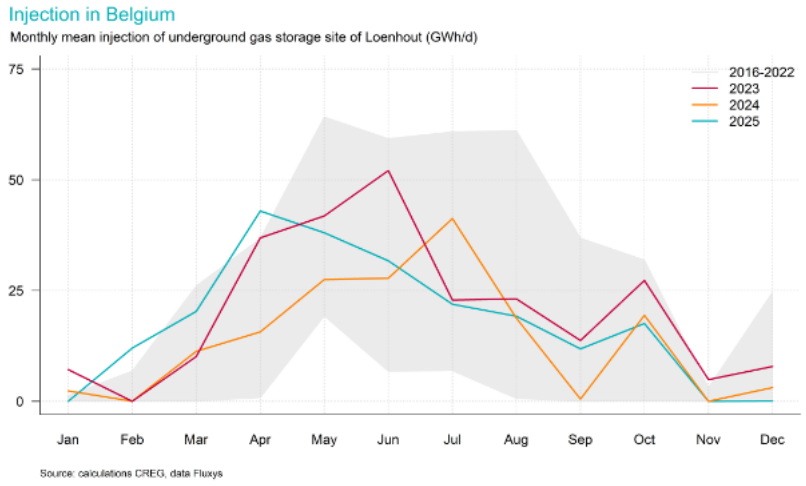


Figure 85 : Stockage - injection en Belgique

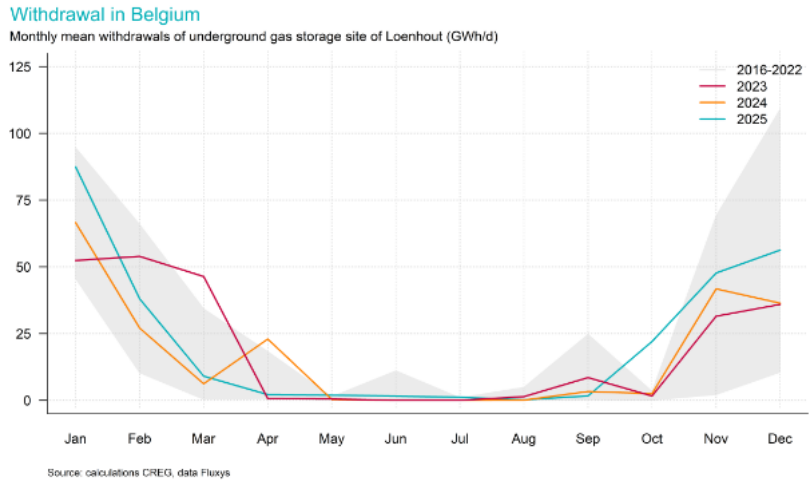


Figure 86 : Stockage - Emission en Belgique

Les Figures 85 et 86 présentent les injections et émissions de gaz en Belgique. Les injections se font majoritairement entre les mois de mars et août alors que les émissions sont réalisées entre les mois d'octobre et avril.

L'invasion russe de l'Ukraine fin février 2022 a eu un impact inattendu mais solide sur le marché du gaz de l'UE. Les ondes de choc créées par ce raid ont également eu un impact majeur sur le marché du stockage du gaz de l'Union Européenne. Un point qui mérite l'attention ici est l'interaction entre le prix élevé (quotidien) du marché d'une part et les stocks (trop) faibles de gaz naturel stocké d'autre part.

L'Union Européenne a réagi à cette situation en instaurant une obligation de remplissage des stockages européens dès 2022. En plus de cette obligation de remplissage, l'Union Européenne a également défini une trajectoire de remplissage par Etat Membre, pour assurer un remplissage progressif des sites de stockage et pour éviter que les stockages ne se vident trop rapidement en hiver.

Début novembre 2025, l'Union Européenne affichait un taux de remplissage des stockages de 83%. La Belgique, grâce à l'optimisation des injections dans l'installation de Loenhout a atteint un taux de remplissage de 110% de la capacité ferme.

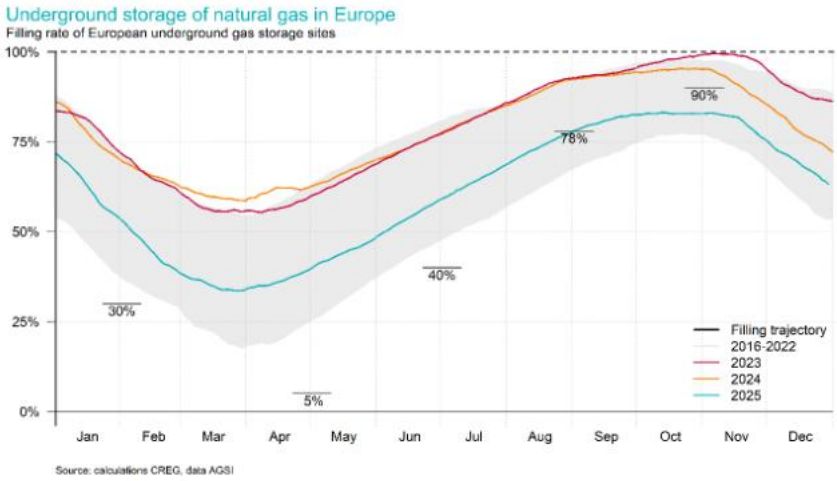


Figure 87 : Stockage souterrain de gaz naturel en Europe

3.6.2 Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau de l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros

La CREG a réalisé en 2025 une nouvelle étude relative à la fourniture de gaz naturel aux grands clients industriels en Belgique[174]. Ces clients, raccordés directement au réseau de Fluxys Belgium, représentent 28,6 % de la consommation des clients finals belges en 2024.

L'analyse des contrats de fourniture démontre qu'il s'agit principalement de contrats de courte durée, d'un, deux ou trois ans. Les contrats à prix variables basés sur des cotations gazières représentent 99,4 % des clients, tandis que 0,6 % des clients disposent d'un contrat à prix fixe.

Le marché des clients industriels directement raccordés au réseau de Fluxys Belgium reste un marché dynamique. Malgré une légère baisse de l'indice HHI, qui indique une diminution de la concentration du marché, et une hausse du taux de changement de fournisseur exprimé en nombre de clients, ce segment de marché continue à faire l'objet d'un suivi par la CREG.

3.6.2.1.1 Niveau prix de gros

En 2025, les prix du gaz naturel sur les principaux marchés du nord-ouest de l'Europe sont restés fortement convergents. Les cotations day-ahead sur le ZTP belge et le TTF néerlandais ont continué à évoluer de manière très proche. Cette convergence, observée depuis plusieurs années, reflète notamment le développement des infrastructures et la possibilité d'effectuer des échanges transfrontaliers de gaz naturel de manière fluide.

La figure ci-dessous illustre le prix annuel moyen du gaz day-ahead, respectivement pour la Belgique (ZTP), les Pays-Bas (TTF) et l'Allemagne (THE), ainsi que les prix year-ahead pour les Pays-Bas et l'Allemagne. La forte convergence observée sur le marché à court terme permet également aux prix à terme néerlandais et allemand de servir de référence pour le marché belge[175].

[174] Etude (F)3042 du 27 juin 2025 sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2024.
[175] note (Z)3151 du 18 décembre 2025 relative aux évolutions marquantes sur les marchés belges de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2025.

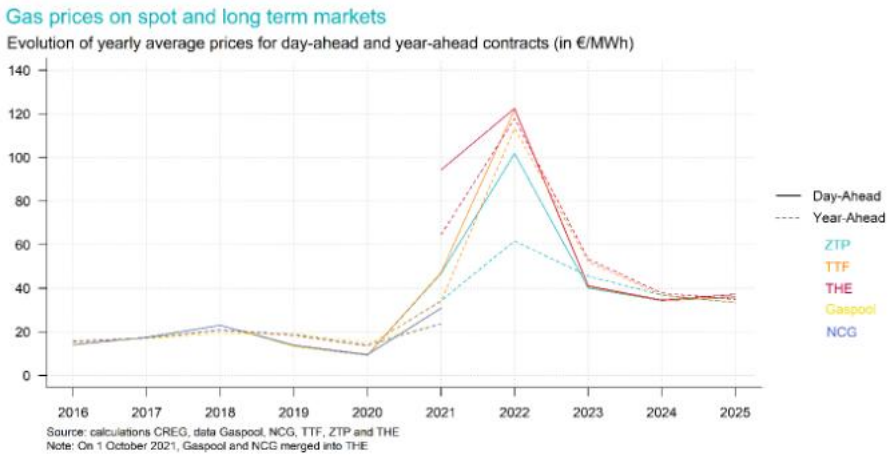


Figure 88 : Prix du gaz sur les marchés spot et à terme

3.6.2.1.2 Niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros

- <u>Au niveau des parts de marché :</u>

En 2025, la CREG a publié une nouvelle étude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2024[176]. Cette étude analyse le marché, la formation et le niveau des prix, la décomposition des prix et la facturation dans les différents segments du marché belge du gaz naturel, à savoir l'importation, la revente ainsi que la fourniture aux clients résidentiels, aux clients industriels et aux centrales électriques.

Le marché belge du gaz naturel reste relativement ouvert à la concurrence. En 2024, 31 fournisseurs étaient actifs sur le marché belge, contre 32 en 2023. Les parts de marché des principaux fournisseurs, parmi lesquels Engie Electrabel, Luminus, TotalEnergies et ENI, sont néanmoins restées stables ou ont légèrement augmenté selon le segment considéré. La concurrence demeure la plus importante sur le marché de la fourniture aux clients industriels directement raccordés au réseau de transport.

Pour ce dernier segment, 16 fournisseurs ont déclaré avoir fourni du gaz naturel à 143 grands clients industriels répartis sur 184 sites raccordés au réseau de transport en 2024. La consommation totale facturée à ces clients s'est élevée à 42,7 TWh, soit 28,6 % de la consommation belge de gaz naturel en 2024.

- <u>Au niveau des prix (*commodity*)</u>

L'étude de la CREG analyse également les prix et les marges brutes de vente sur les différents segments du marché[177]. En 2024, les marges brutes de vente ont diminué par rapport à 2023, tout en demeurant relativement confortables. La CREG constate par ailleurs un recours accru aux cotations gazières day-ahead ainsi qu'aux cotations belges ZTP, même si les cotations néerlandaises TTF restent utilisées par la majorité des fournisseurs.

[176] Etude (F)3126 du 23 octobre 2025 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2024.
[177] Etude (F)3126 du 23 octobre 2025 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2024.

Gas Wholesale market indicators	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
National Gas Production	0	0	0	0	0	0	0
Number of active wholesale companies	25	25	25	22	22	20	19
Biogas injected into the gas grid (GWh)	3,6GW	15,2GW	86,6	158,7	134.9	240.9	359.2
Total gas demand (TWh)	192,8	190,7	190,3	163.3	152.1	149.1	150.9
Gas demand for power generation	50,2	52,5	41,8	40.7	32.4	23.1	27.4
Imports volume (by pipeline and LNG) (TWh)	372,5	299,0	267,8	496.9	488.1	385.0	463.3
Exports volume (TWh)	168,8	109,0	77,2	334.6	336.0	237.6	313.9
Main Origin of gas imports	Norway	Norway	Norway	Norway	Norway	Norway	Norway
Number of origins of gas supplies	>5	>5	>5	>5	>5	>5	>5
Market share of the largest entities bringing natural gas (CR3)	31,8	35,7%	39,6	41.2	41.7	39.0	40.1
HHI for gas imports	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Gas import prices	17,4	11,7	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Number of traders active in the wholesale market	>90	>90	>90	>90	>90	>90	>90
Traded volume in the spot gas market	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV

Traded volume in futures markets	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Total Traded volume	1081	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
Average spot gas price (Day Ahead product) (EUR/MWh)	13.7	9,4	46,9	101,9	40.1	34.3	35.9

La CREG a réalisé[178] une nouvelle étude relative à la fourniture de gaz naturel aux grands clients industriels en Belgique. Ces clients, raccordés directement au réseau de Fluxys Belgium, représentent 28,4 % de la consommation des clients finals belges en 2023.

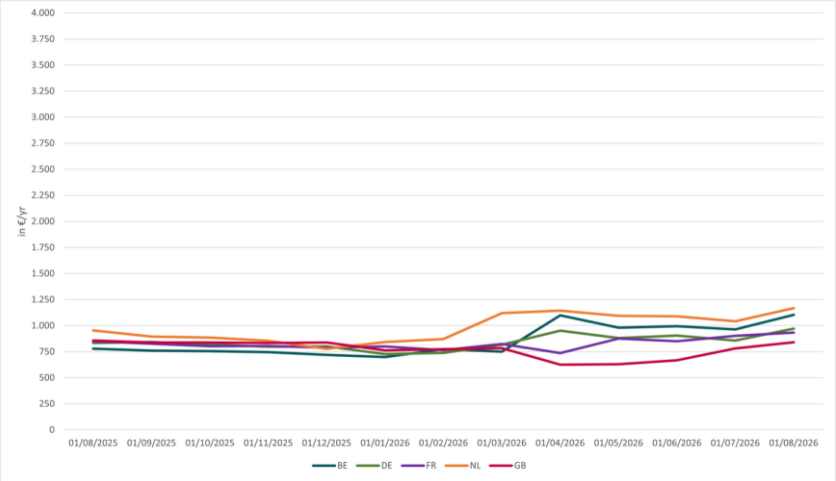
L'analyse des contrats de fourniture démontre qu'il s'agit surtout de contrats de courte durée (1, 2 ou 3 ans). Les contrats à prix variables sur base de cotations gazières représentent 97,4 % des clients et 2,6% des clients disposent d'un contrat à prix fixe.

3.6.3 Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence, du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence

3.6.3.1 Niveau fédéral

3.6.3.1.1 Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2024

En 2025, la CREG a poursuivi son suivi mensuel de l'évolution des prix du gaz naturel en Belgique et dans les pays voisins. Elle publie, pour un client résidentiel consommant 17 MWh par an, l'évolution de la moyenne mensuelle de la composante énergie ainsi que celle de la facture totale. Ces données permettent notamment de suivre l'évolution du prix belge et de le comparer à celui observé en Allemagne, en France, aux Pays-Bas et au Royaume-Uni[179].



[178] Etude (F)2837 du 18 juillet 2024 sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2023.
[179] CREG, « Évolution prix de l'énergie Belgique et pays voisins ».
Lien : https://www.creg.be/fr/professionnels/fonctionnement-et-monitoring-du-marche/evolution-prix-de-lenergie-belgique-et-pays

Figure 89 : Evolution du prix du gaz naturel (composante énergie) pour un usage résidentiel (17,00 MWh)

3.6.3.1.2 Niveau de transparence

La CREG a poursuivi en 2025 son monitoring détaillé des prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel. L'étude (F)3126 analyse le marché, la formation et le niveau des prix, leur décomposition ainsi que la facturation pour les différents segments de clientèle en 2024[180].

3.6.3.1.3 Vente aux clients résidentiels et PME (< 1 GWh/an)

Sur le marché résidentiel et des petites entreprises, le prix de vente moyen de la composante énergie s'est élevé à 55 €/MWh en 2024. Le prix d'achat moyen correspondant s'est élevé à 40 €/MWh, soit une marge brute moyenne de 15 €/MWh. Les contrats à prix fixe représentaient environ 25 % des contrats résidentiels ; les contrats variables étaient généralement indexés sur des cotations mensuelles day-ahead TTF ou ZTP.

3.6.3.1.4 Vente aux entreprises (entre 1 et 10 GWh/an)

Sur le marché des entreprises consommant entre 1 et 10 GWh par an, le prix de vente moyen de la composante énergie s'est élevé à 45 €/MWh en 2024. Le prix d'achat moyen étant de 38 €/MWh, la marge brute moyenne s'est élevée à 7 €/MWh[181].

3.6.3.1.5 Vente aux industries de plus de 10 GWh/an sur le réseau de distribution

Pour les entreprises consommant plus de 10 GWh par an raccordées au réseau de distribution, le prix de vente moyen s'est élevé à 37 €/MWh en 2024. Les prix individuels se situaient entre 12 et 196 €/MWh. Les formules à indexation gazière représentaient 97,5 % des contrats. Avec un prix d'achat moyen de 35 €/MWh, la marge brute moyenne s'est élevée à 2 €/MWh.

Pour l'ensemble du marché de la distribution, tous segments confondus, le prix de vente moyen s'est élevé à 49,3 €/MWh en 2024, contre un prix d'achat moyen de 38,5 €/MWh. La marge brute moyenne s'élevait ainsi à 10,8 €/MWh.

3.6.3.1.6 Clients industriels raccordés au réseau de transport

Sur le marché des clients industriels raccordés directement au réseau de transport, le prix de vente moyen s'est élevé à 36,6 €/MWh en 2024, avec des prix compris entre 19 et 91 €/MWh. Les formules à indexation gazière représentaient 99,4 % des contrats. La CREG constate un recours croissant aux cotations belges ZTP, qui font désormais presque jeu égal avec les cotations néerlandaises TTF.

Le prix d'achat moyen s'est élevé à 37 €/MWh, ce qui correspond à une marge brute moyenne de -0,4 €/MWh. Selon la CREG, la concurrence demeure la plus forte sur ce segment du marché.

[180] Etude (F)3126 du 23 octobre 2025 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2024.
[181] Etude (F)3126 du 23 octobre 2025 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2024.

3.6.3.2 <u>Région flamande</u>

3.6.3.2.1 *Niveau de transparence*

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.2 du présent rapport.

3.6.3.2.2 *Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence*

- *IHH*

La figure suivante montre l'évolution de l'IHH depuis 2020, calculée sur la base du nombre de points d'accès pour le gaz naturel. Cette figure montre que cette catégorie enregistre une légère baisse. L'IHH total calculé sur la base du nombre de points d'accès pour le gaz naturel diminue, passant de 2 230 à 2 180 (-2,2%)

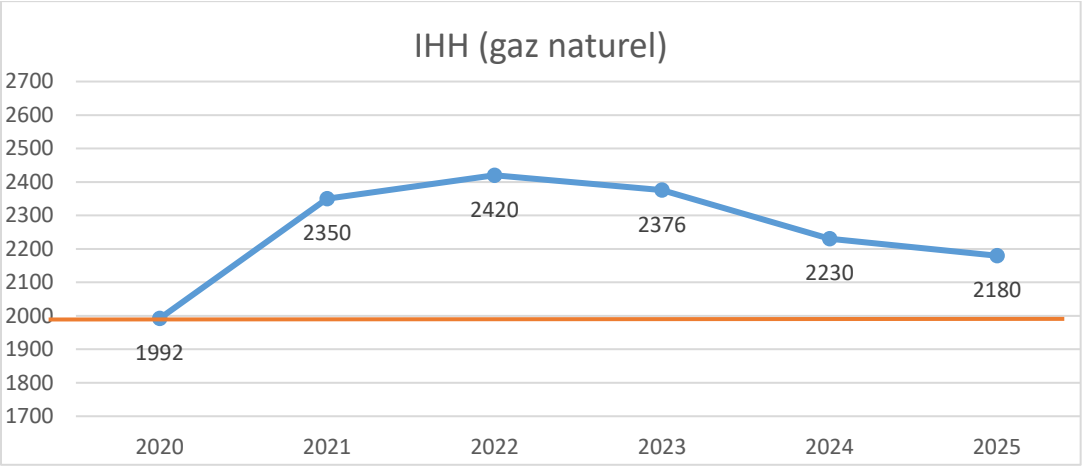


Figure 90 : Evolution IHH gaz naturel (sur la base des points d'accès)

Si l'on examine l'évolution du IHH sur la base du volume de gaz naturel fourni, on constate dans la Figure 28 que le HHI diminue pour la première fois en cinq ans. Entre 2019 et 2024, le IHH a augmenté de 27 %. En 2025, il diminue de 2,2 % pour atteindre 2.343. Le marché du gaz naturel est donc devenu légèrement plus concurrentiel en 2025.

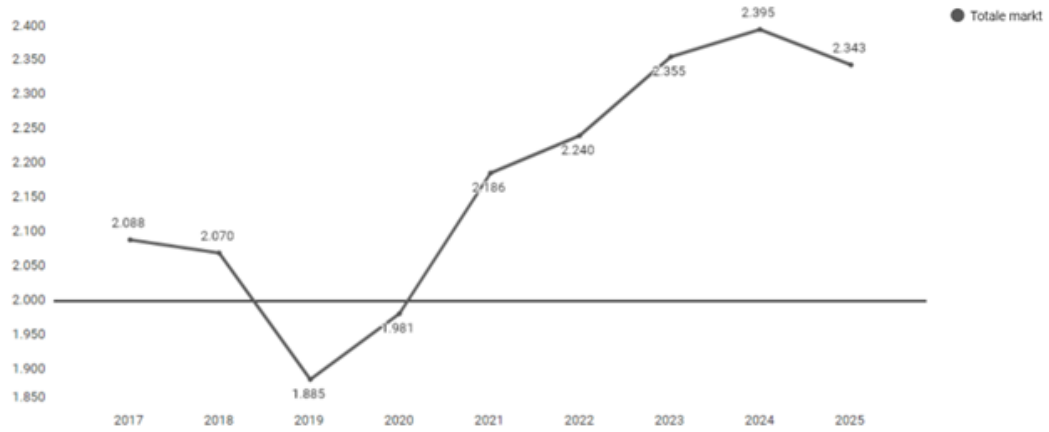


Figure 91 : Evolution IHH gaz naturel (sur la base de volume de gaz fourni)

- *Evolution de l'offre du marché*

La figure ci-dessous montre que l'offre de contrats a augmenté en 2025 de 39% par rapport à 2024. Cette augmentation s'explique par l'arrivée récente de nouveaux fournisseurs sur le marché de l'énergie flamand.

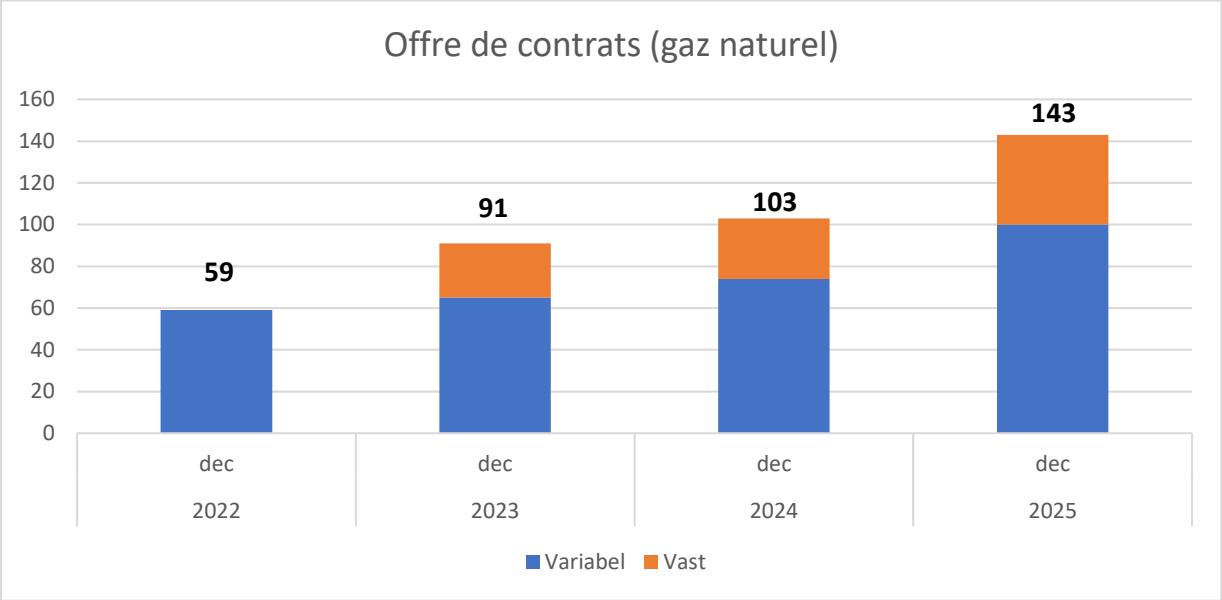


Figure 92 : Evolution de l'offre du marché pour le gaz en Région flamande (en néerlandais)

- *Taux de switches*

La figure ci-dessous montre graphiquement, comme pour l'indicateur de l'électricité, l'évolution de l'indicateur de changement de fournisseur pour le gaz naturel. Cet indicateur montre le changement relatif annuel de fournisseur de gaz naturel résultant d'un choix du client. Cet indicateur est également calculé ici pour donner une idée du niveau d'activité.

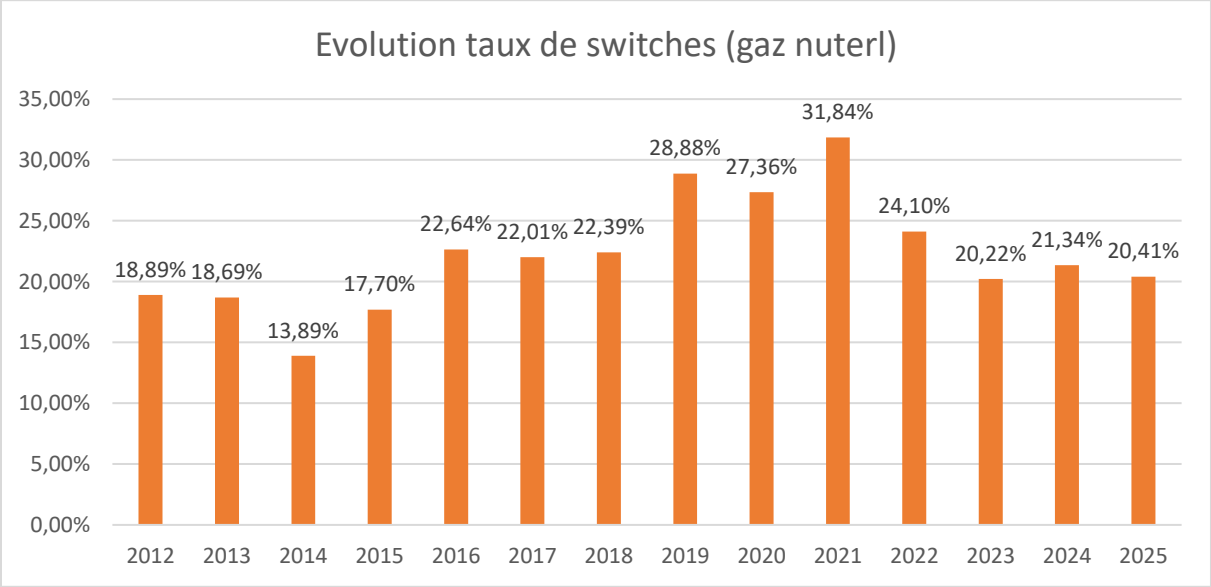


Figure 93 : Indicateur annuel dynamique pour le marché du gaz naturel

Comme d'habitude, l'indicateur du marché du gaz naturel est légèrement supérieur à celui du marché de l'électricité, mais ne suit pas la même tendance. On constate une baisse après l'année 2024. Plus précisément, 20,41 % des clients ont changé de fournisseur de gaz naturel en 2025. Cette baisse s'explique principalement par une diminution significative du nombre de changements de fournisseur

de gaz naturel chez les entreprises. Il s'agit d'une baisse de plus de 9,6 points de pourcentage de 33,05% en 2024 à 23,43% en 2025. Dans le segment des clients particuliers, on observe même une légère amélioration du taux de changement de fournisseur par rapport à 2024, à savoir de 19,56% en 2024 à 19,94% en 2025 (+0,38 point de pourcentage).

3.6.3.2.3 Monitoring du niveau des prix

Le « Prijzenrapport » [182] offre une analyse des prix en 2025 détaillée.

La figure ci-dessous montre le prix réel moyen (TVA incluse) pondéré payé par les ménages en Flandre pour une consommation moyenne de gaz en 2024 et en 2025[183]. Les ménages flamands ayant une consommation moyenne et un contrat commercial ont payé en moyenne 1476 € pour le gaz (TVA incluse) en 2025. Sur le marché commercial, les coûts ont augmenté de 2,6 % en 2025. Environ un foyer sur quatre avait un contrat à prix fixe en 2025. Ces foyers payaient en moyenne 179 euros de plus pour le gaz que ceux ayant un contrat à prix variable. Les écarts de prix entre les différents types de contrats sont moins importants qu'en 2024. Cela s'explique principalement par le fait que de moins en moins de ménages avaient souscrit un contrat fixe coûteux issu de la crise énergétique de 2022. Pour les différents contrats en cours chez les fournisseurs, nous avons calculé un prix moyen par fournisseur. Pour ce faire, nous avons multiplié le prix de chaque contrat par le pourcentage de clients ayant souscrit ce contrat auprès de ce fournisseur. Nous tenons ainsi compte de la taille du groupe de clients par contrat. En 2025, la différence de prix moyen entre les fournisseurs s'élevait à 327 euros pour les contrats de gaz à prix variable et à 204 euros pour les contrats à prix fixe.

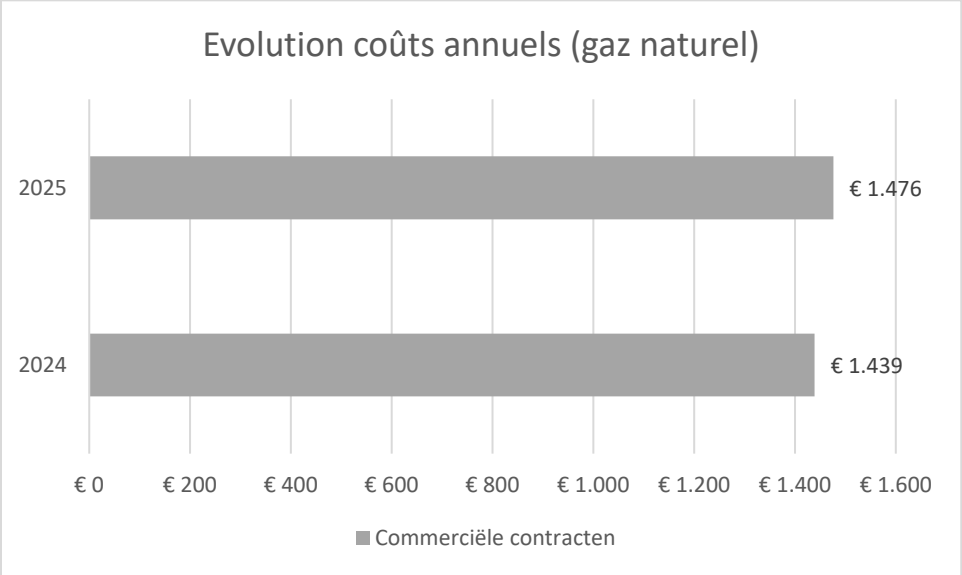


Figure 94 : montants annuels pondérés payé par un ménage en 2024 et 2025 (gaz – marché commercial)

[182] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2026-07
[183] 17 000 kW

3.6.3.3 *Région wallonne*

3.6.3.3.1 *Niveau de transparence*

Tous les 6 mois, la CWaPE publie un rapport, accessible sur cette page de son site Internet : https://www.cwape.be/node/138#observatoire-des-prix , visant tant à mettre à la disposition du public - notamment via la mise en place d'un « Observatoire des prix du gaz et de l'électricité » - un ensemble d'informations qui lui permettront de mesurer et de comprendre les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel depuis le 1er janvier 2007 qu'à éclairer les pouvoirs publics en leur fournissant les informations et les données chiffrées qui les aideront à évaluer le fonctionnement des marchés.

Le rapport de l'année 2024[184] est disponible sur le site internet de la CWaPE, il a pour objectif de :

- quantifier les différents éléments constitutifs (énergie, transport, distribution, parafiscalité) des prix de l'électricité et du gaz naturel ;
- mesurer objectivement les évolutions de ces prix.

Concrètement, ce sont les données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la mise à jour mensuelle du simulateur tarifaire de la CWaPE et concernant les tarifs de l'électricité et du gaz naturel qui servent de base à l'analyse développée quant à l'évolution des prix applicables à la clientèle résidentielle en Région wallonne.

3.6.3.3.2 *Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence*

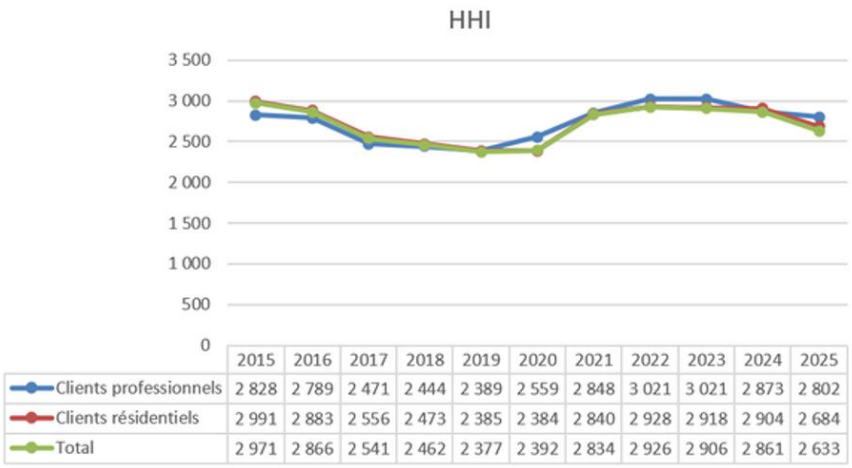
La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet des statistiques relatives notamment aux parts de marché des fournisseurs, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle (https://www.cwape.be/statistiques).).

HHI-index et C3:

Type	Valeurs HHI											
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Clients professionnels		2 828	2 769	2 471	2 444	2 389	2 559	2 848	3 021	3 021	2 873	2 802
Clients résidentiels		2 991	2 863	2 556	2 473	2 365	2 384	2 840	2 928	2 918	2 904	2 684
Total		**2 971**	**2 866**	**2 541**	**2 462**	**2 377**	**2 392**	**2 834**	**2 926**	**2 906**	**2 861**	**2 633**
Type	**Valeurs C3**											
	2014	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Clients AMR		69,50%	72,87%	58,59%	58,02%	54,89%	62,32%	70,29%	79,43%	71,83%	76,71%	73,47%
professionnels		83,20%	82,30%	79,14%	79,17%	80,01%	81,87%	86,88%	88,21%	87,42%	86,52%	85,93%
Clients résidentiels		86,50%	84,12%	78,68%	76,91%	76,21%	75,53%	83,37%	83,43%	81,46%	80,01%	76,75%
Total		●●●●●	**83,90%**	**78,72%**	**77,14%**	**79,95%**	**81,83%**	**83,72%**	**83,90%**	**82,03%**	**80,67%**	**77,70%**

Figure 95 : Valeurs HHI et C3 électricité sur base des parts de marché en nombre de points d'accès

[184] Disponible sur le site de la CWaPE https://www.cwape.be/publications/document/5320



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Clients professionnels	2 828	2 789	2 471	2 444	2 389	2 559	2 848	3 021	3 021	2 873	2 802
Clients résidentiels	2 991	2 883	2 556	2 473	2 385	2 384	2 840	2 928	2 918	2 904	2 684
Total	2 971	2 866	2 541	2 462	2 377	2 392	2 834	2 926	2 906	2 861	2 633

Figure 96 : Valeurs HHI

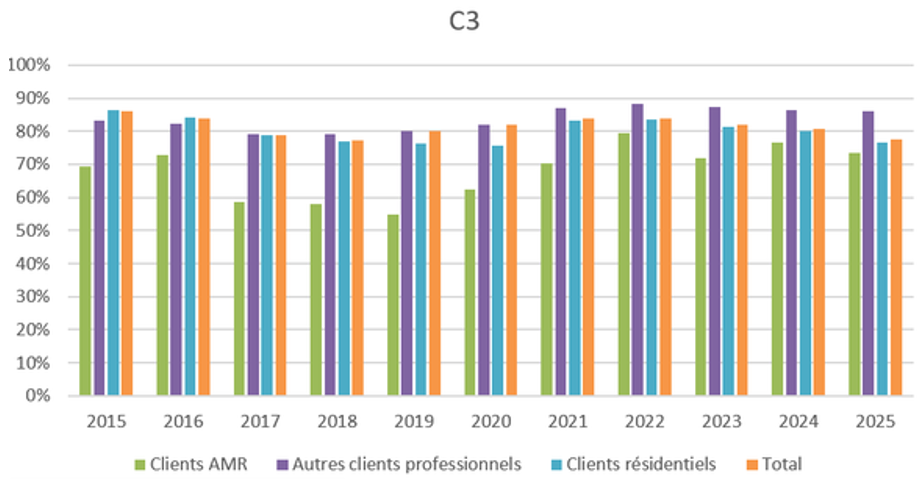


Figure 97 : Valeurs C3

L'évolution des indices HHI et C3 sur la période considérée montre que le marché wallon du gaz naturel reste structurellement concentré. Après une diminution progressive de la concentration jusqu'en 2018-2019, les indicateurs se sont à nouveau orientés à la hausse à partir de 2021-2022. Cette évolution s'inscrit dans un contexte de marché plus difficile, marqué notamment par la forte hausse des prix de l'énergie, la réduction de l'offre de contrats fixes et la diminution du nombre de fournisseurs commerciaux actifs. Ces éléments ont contribué à renforcer le poids relatif des principaux fournisseurs, en particulier sur les segments résidentiel et professionnel.

L'année 2025 se distingue toutefois par une amélioration relative des indicateurs de concentration. Le HHI total diminue tant en volume qu'en nombre de points de fourniture : il passe respectivement de 2 882 à 2 643 sur la base des volumes livrés et de 2 861 à 2 633 sur la base du nombre d'EAN. L'indice C3 confirme cette évolution, la part cumulée des trois principaux fournisseurs reculant de 80,48 % à 77,38 % en volume et de 80,67 % à 77,70 % en nombre d'EAN. Cette baisse s'explique notamment par le recul de la part de marché du principal fournisseur, observé tant sur le marché global que sur les segments résidentiel, professionnel et AMR. Malgré cette évolution favorable, les niveaux atteints par les indices restent élevés : les trois principaux fournisseurs représentent encore plus des trois quarts du marché en 2025, ce qui confirme le caractère toujours concentré du marché wallon du gaz naturel.

3.6.3.3.3 Switch

Tous clients confondus, le taux de switch annuel s'établit à 20,7% en 2025 soit en augmentation par rapport à l'année précédente (18,2% en 2024).

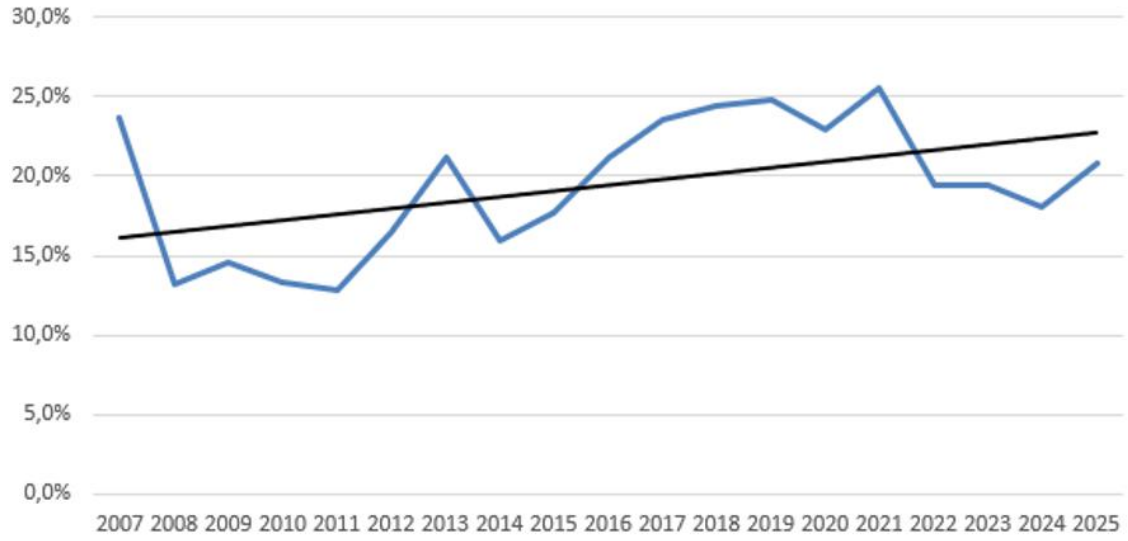


Figure 98 : Marché de gaz naturel – Taux de switch

3.6.3.4 <u>Région Bruxelles-Capitale</u>

Les éléments relatifs au gaz sont développés plus haut (Voir 2.6.4.4) notamment en ce qui concerne le monitoring de la transparence, de la concurrence et de l'ouverture du marché ainsi que les parts de marché en nombre de points de fourniture.

Comme pour le marché de l'électricité, le marché bruxellois du gaz demeure fortement concentré et caractérisé par un niveau limité de concurrence effective.

En 2025, les marchés de l'électricité et du gaz présentent plusieurs caractéristiques communes : une diminution durable de la composante énergie (« commodité ») par rapport aux années de crise ainsi qu'un marché bruxellois qui demeure moins dynamique et moins attractif que dans les autres régions.

L'évolution des factures diffère toutefois entre les deux fluides : la facture d'électricité augmente légèrement en 2025 sous l'effet de la hausse des composantes régulées, tandis que la facture de gaz diminue grâce à une baisse plus marquée de la composante énergie.

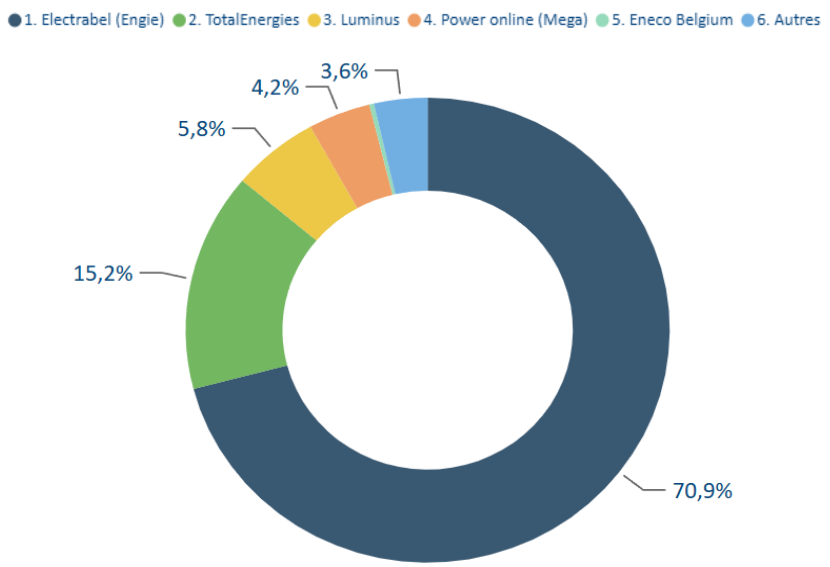


Figure 99 : Parts de marché en Gaz en RBC (source : *BRUGEL - Parts de marché en points de fourniture – Observatoire indicateurs marché*)

Microsoft Power BI

Le graphique ci-dessus montre à quel point le marché bruxellois du gaz demeure extrêmement concentré en 2025. Il en ressort que :

- Engie conserve une position dominante avec près de 73 % des points de fourniture, tandis que TotalEnergies représente environ 13 à 14 % du marché.
- Les autres fournisseurs occupent des parts marginales. Malgré la présence de plusieurs acteurs, la concurrence effective reste limitée, le choix des consommateurs se concentrant essentiellement sur deux fournisseurs.

Cette structure de marché traduit un faible niveau de pression concurrentielle et confirme la vulnérabilité du marché bruxellois face à une réduction de l'offre commerciale ou à un retrait d'acteurs.

3.6.4 Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective

3.6.4.1 Niveau fédéral

En 2025, la CREG a publié une note relative aux évolutions marquantes sur les marchés belges de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2025[185]. Cette note analyse notamment l'évolution de la demande, des flux et du stockage de gaz naturel ainsi que celle des prix sur les principaux marchés de gros.

La CREG a également publié une note relative à l'encadrement des produits et contrats pour le prélèvement et l'injection d'électricité et le prélèvement de gaz naturel, en vue d'améliorer la

[185] Note (Z)3151 du 18 décembre 2025 relative aux évolutions marquantes sur les marchés belges de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2025.

comparabilité et la transparence sur le marché belge de l'énergie pour les ménages[186]. La CREG y formule plusieurs propositions, dont la création d'une base de données exhaustive des produits, une présentation uniforme des prix, l'introduction d'un code QR obligatoire et un encadrement accru des promotions et des contrats proposés aux consommateurs.

En 2025, la CREG a en outre rendu un avis relatif à des mesures visant à sauvegarder la compétitivité des entreprises, le pouvoir d'achat des clients résidentiels et la rentabilité des technologies de chauffage plus durables[187]. Elle y recommande notamment d'améliorer la comparabilité et la transparence des offres tarifaires et de mieux cibler les bénéficiaires du tarif social.

Enfin, la CREG a réalisé une étude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2024[188]. Cette étude analyse le fonctionnement du marché, la formation et le niveau des prix, leur décomposition ainsi que la facturation dans les différents segments du marché belge du gaz naturel. Elle constate que le marché reste relativement ouvert à la concurrence, avec 31 fournisseurs actifs en 2024.

Retail market indicators (households)	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Gas Consumption (TWh)	NAV	35,61	34,30	34,92	35,16
Number of gas customers	3 083 373	3 112 000	3 132 390	3138533	3148700
Number of active gas suppliers active nationwide	NAV	NAV	7	6	6
Market share of the three largest gas suppliers by metering points	69,3 %	77,2 %	76,60 %	75,57%	75,24%
Number of retailers with market shares >5%	5	4	4	4	4
External switching rate (switching companies)	26,59 %	22,40 %	17,60 %	18,39%	19,39%
HHI in terms of metering points	2511	2641	2761	2524,13	2515

Retail market indicators (non households)	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Gas Consumption (TWh)	NAV	125,62	118,22	114,4	115,93
Number of gas customers	461 043	453 002	446 472	457390	458762
Number of active gas suppliers active nationwide	NAV	NAV	15	15	14
Market share of the three largest gas suppliers by volume	75,1 %	64,6 %	65,70 %	68,47%	67,50%

[186] Note (Z)3048 du 19 juin 2025 relative à l'encadrement des produits et contrats pour le prélèvement et l'injection d'électricité et le prélèvement de gaz naturel, pour une meilleure comparabilité et transparence sur le marché belge de l'énergie pour les ménages.
[187] Avis (A)3051 du 27 juin 2025 relatif à des mesures visant à sauvegarder la compétitivité des entreprises, le pouvoir d'achat des clients résidentiels et la rentabilité de technologies de chauffage plus durables.
[188] Etude (F)3126 du 23 octobre 2025 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2024.

Number of suppliers with market shares >5% by volume	5	7	5	5	5
Switching rate	NAV	29,66 %	NAV	31,92%	25,50%
Customers under regulated tariffs	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
HHI in terms of metering points	2699	NAV	NAV	NA	NAV

3.6.4.2 Région flamande

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.2 du présent rapport.

3.6.4.3 Région wallonne

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.3 du présent rapport.

3.6.4.4 Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.4 du présent rapport.

3.7 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

3.7.1 Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

3.7.1.1 Offre

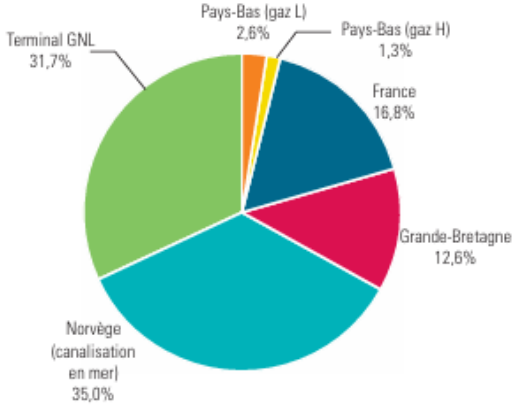
Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix entre un éventail de points d'entrée pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel, tant pour effectuer des transactions de gaz naturel nationales et internationales que pour approvisionner leurs clients belges en gaz naturel. L'importation de GNL, passant par le terminal de Zeebruges, représente en 2025 une part de 31,7 % du portefeuille d'importation moyen pour le marché belge. Zeebruges (Zeepipe (NO), Interconnector (GB)) constitue le principal point d'approvisionnement de la Belgique, avec une part de 47,6 % en 2025. Avec le terminal GNL, Zeebruges fournit donc 79,3 % de la liquidité de gaz en Belgique.

Les portefeuilles d'approvisionnement des fournisseurs individuels de gaz naturel donnent lieu, globalement, à un approvisionnement réparti en fonction du type de contrat.

L'approvisionnement total via la bourse du gaz (marché anonyme) représente 54 % et se compose presque exclusive ment de contrats d'une durée maximale d'un an (52 %). La part des contrats négociés bilatéralement (OTC ou « over the counter ») d'une durée supérieure à un an représente 20 %. Le total des contrats d'approvisionnement négociés bilatérale ment s'élevait à 46 %. Si l'on examine la durée des contrats, on observe une part de 78 % pour les contrats d'une durée maximale d'un an et de 22 % pour les contrats de plus d'un an. En moyenne, les fournisseurs détenant une plus grande part de marché en Belgique ont une part plus importante de contrats OTC dans leur portefeuille.

La Belgique est importante pour l'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe du Nord-Ouest. Seuls 32 % du volume de gaz naturel en Belgique sont destinés à sa propre consommation de gaz naturel, tandis que 68 % sont destinés aux pays voisins. La majeure partie du volume de gaz naturel en Belgique

est destinée au marché allemand (46,0 %) et représente un volume plus important que la consommation belge de gaz naturel.



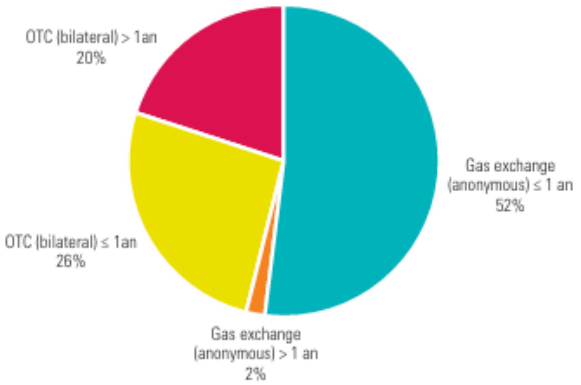
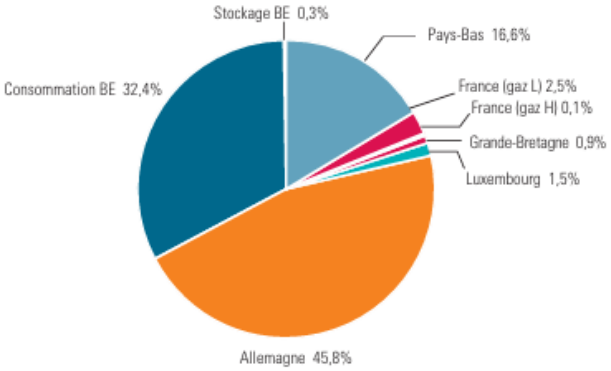


Figure 100 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2025 (Sources : calculs CREG, données Fluxys)

Figure 101 : Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2025 (soueces : données fournisseurs provisoires, consolidation CREG)



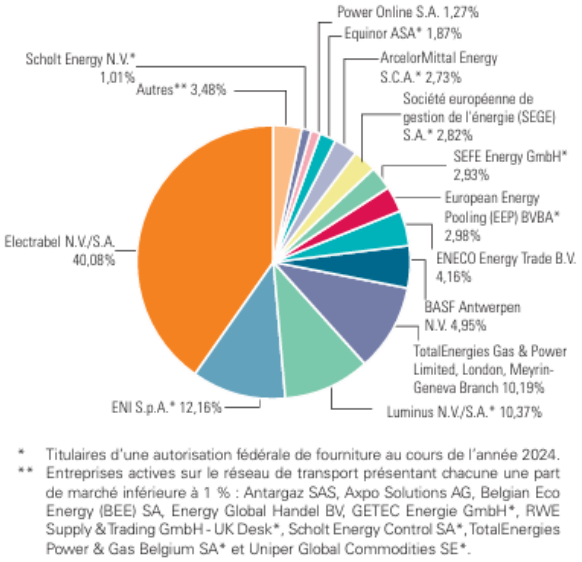


Figure 102 :Destination des flux de gaz naturel en Belgique pour l'approvisionnement de l'Europe du Nord-Ouest (388 TWh en 2025, parts en %) (sources : calculs CREG, données Fluxys)

Figure 103 : Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2025 (sources : données fournisseurs, consolidation CREG)

3.7.1.2 Demande

La guerre en Ukraine a un fort impact sur le marché du gaz naturel et plus généralement sur le marché de l'énergie en Europe. La consommation belge de gaz naturel est passée de 149,1 TWh à 150,9 TWh (+1,2 %) en 2025. Cette augmentation est entière ment imputable aux centrales électriques (+18,9 %), tandis que l'industrie a enregistré une baisse de 5,1 % de sa consommation de gaz naturel. Sur les réseaux de distribution, la consommation a diminué de 0,4 %, bien que les besoins en chauffage aient augmenté de 1,6 % en raison des conditions météorologiques moins clémentes en 2025. La disparition

de la consommation de gaz L est liée à la fin de la demande belge de gaz L le 1er septembre 2024, après des années de transition progressive vers le gaz.

Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme a augmenté en 2025. Sur ZTP, le prix moyen D+1 du gaz naturel est passé de 34,29 €/MWh en 2024 à 35,86 €/MWh en 2025. Le prix moyen du gaz sur le marché à long terme a diminué. Sur ZTP, le prix moyen Y+1 du gaz naturel est passé de 36,87 €/MWh en 2024 à 33,37 €/MWh en 2025.

3.7.2 Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

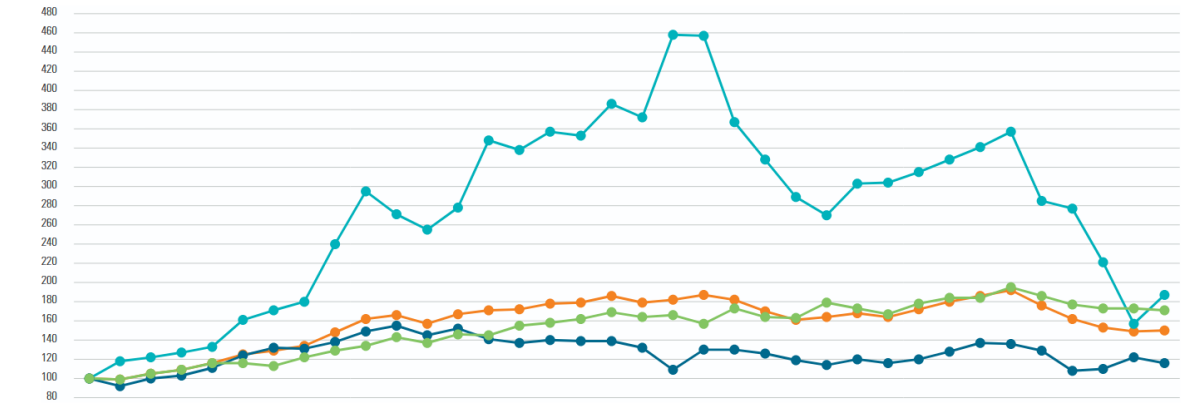
3.7.2.1 Demande

Au vu des nombreuses incertitudes actuelles et de la politique de transition énergétique en plein développement, les prévisions de demande future de gaz sont très hypothétiques et peuvent être amenées à changer à court terme si les conditions du marché et la politique évoluent.

On observe surtout un impact manifeste de la situation géo politique actuelle sur tous les facteurs qui déterminent la demande de gaz naturel. Il y a une incertitude concernant, par exemple, la position concurrentielle du gaz naturel dans le mix énergétique (en particulier pour les utilisateurs de gros), les perspectives économiques et le rôle du gaz naturel ainsi que concernant l'introduction des gaz renouvelables et à faible teneur en carbone, tels que le biométhane et l'hydrogène (power-to-gas) dans la transition vers une économie à faibles émissions de carbone. La Belgique reste toutefois un carre four important pour la demande de gaz naturel en Europe du Nord-Ouest.

Segments d'utilisateurs	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2	2023	2024	**2025**	**2025/2024**
Distribution	93	91,9	92,8	93,2	89,2	101,8	81,7	79,89	82,06	**81,75**	**-0,4%**
Industrie (clients directs)	41,8	43,4	46,1	49,4	49	46,6	38,9	39,75	43,95	**41,71**	**-5,1%**
Production d'électricité (parc centralisé)	44,7	46,3	48,2	50,2	52,5	41,8	40,7	32,44	23,06	**27,43**	**19,0%**
Total	179,4	181,5	187,1	192,8	190,7	190,2	161,3	152,08	149,07	**150,89**	**1,2%**

Figure 104 : Répartition par segment d'utilisateurs de la demande belge de gaz naturel entre 2016 et 2025 (en TWh) (Sources : calculs CREG, données Fluxys)



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Résidentiel et équivalent	100	99	105	109	116	116	113	122	129	134	143	137	146	145	155	158	162	169	164	166	157	173	164	163	179	173	167	178	184	184	195	186	177	173	173	171
Industrie	100	92	100	103	111	124	132	131	138	149	155	145	152	141	137	140	139	139	132	109	130	130	126	119	114	120	116	120	128	137	136	129	108	110	122	116
Production d'électricité	100	118	122	127	133	161	171	180	240	295	271	255	278	348	338	357	353	386	372	458	457	367	328	289	270	303	304	315	328	341	357	285	277	221	157	187
Total	100	99	105	109	116	125	129	134	148	162	166	157	167	171	172	178	179	186	179	182	187	182	170	161	164	168	164	172	180	186	192	176	162	153	149	150

Figure 105 : Évolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateurs pendant la période 1990-2025 (1990=100), adaptée sur la base des changements climatiques (Sources : calculs CREG, données Fluxys)

3.7.2.2 Approvisionnement

Au 31 décembre 2025, 19 entreprises étaient titulaires d'une autorisation fédérale de fourniture de gaz naturel pour le marché belge. Fin 2024, elles étaient encore 20. Le taux de diversification envisagé

de manière agrégée pour les importateurs est très élevé, tant en termes de sources que de routes d'approvisionnement. Sous l'impulsion de l'organisation du marché au niveau européen, notamment, le marché du gaz naturel connaît surtout des transactions à court terme, ainsi qu'une intensité élevée du commerce, une forte volatilité, un grand arbitrage international et un couplage des prix entre les marchés européens. En Belgique, les conditions pour attirer et répartir les flux de gaz naturel restent favorables. Cette situation est renforcée par le passage à un marché intégré du gaz H à partir du 1er septembre 2024. Le maintien de la liquidité du marché en Belgique est essentiel tant pour la sécurité d'approvisionne ment de la Belgique que pour celle d'autres marchés d'Europe du Nord-Ouest.

3.7.3 Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

Le réseau de transport de gaz naturel, géré par Fluxys Belgium, s'est développé de telle façon qu'il est devenu un croisement important de conduites de transport en Europe du Nord-Ouest, battant tous les records sur le plan des couplages avec les réseaux de transport voisins. La capacité d'importation s'élève à plus de 10 millions de mètres cubes de gaz naturel par heure (100 GWh/h), avec la possibilité de transporter du gaz naturel dans les deux directions aux frontières nationales.

Sous l'impulsion d'objectifs européens ambitieux en matière d'énergie et de climat, le déploiement de gaz renouvelables et à faible teneur en carbone, tels que le biométhane et la conversion de l'électricité (notamment solaire et éolienne) en hydrogène (puis éventuellement en méthane synthétique) contribueront à déterminer l'avenir de l'infrastructure du gaz naturel. Quoi qu'il en soit, l'infrastructure de gaz naturel a des atouts pour contribuer de manière importante à une transition énergétique efficace, en partie parce que le stockage de grands volumes d'énergie électrique reste un rempart difficile à franchir.

En septembre 2025, Fluxys Belgium a rédigé un plan décennal indicatif pour le développement du réseau (2025-2034)[189] conformément à l'article 15/1, § 5, de la loi gaz. La CREG a évalué ce plan, parallèlement au plan d'investissement à dix ans d'ENTSOG (TYNDP)[190] et au plan d'investissement régional (North West Gas Regional Investment Plan, NW GRIP)[191] des gestionnaires de réseaux du nord-ouest de l'Europe, sans constater d'incohérences. Ce plan d'investissement indicatif a été élaboré en tenant compte du contexte géopolitique actuel, qui entraîne un profond remaniement des schémas d'approvisionnement en gaz naturel et des volumes de gaz naturel demandés. Le gaz naturel en provenance de Russie a été largement remplacé par des flux de gaz naturel en provenance de l'ouest (GNL). Les évaluations du réseau suggèrent d'augmenter la capacité de transport d'ouest en est, principalement pour éliminer les goulets d'étranglement dans la zone de Zeebruges. À cette fin, la deuxième canalisation VTN entre Desteldonk et Opwijk (44 km) a été construite et mise en service en 2024. En juin 2024, Fluxys Belgium a également décidé de lancer la deuxième phase de la canalisation de 55 km entre Zeebruges (Knokke) et Desteldonk (Evergem), dont la mise en service est prévue pour fin 2026. Ces nouvelles canalisations sont également adaptées au transport d'hydro gène. L'achèvement de cette deuxième phase signifie que la deuxième canalisation VTN s'étendra alors de Zeebruges à la frontière allemande. Il y aura donc une redondance avec la première canalisation VTN parallèle, ce qui améliorera la sécurité d'approvisionnement tant en Belgique qu'en Allemagne, par exemple. Si les conditions du marché s'y prêtent à l'avenir, il sera également possible d'utiliser un seul tracé pour le transport d'hydrogène.

Le marché belge du gaz naturel est réputé pour la grande flexibilité de son schéma d'approvisionnement. Cela s'explique par l'intensité des échanges transfrontaliers de gaz naturel en

[189] https://www.fluxys.com/nl/about-us/fluxys-belgium/infrastructure.
[190] https://www.fluxys.com/nl/about-us/fluxys-belgium/infrastructure.
[191] https://www.entsog.eu/gas-regional-investment-plans-grips#north-west.

Belgique et par le choix entre différentes sources et différents itinéraires en fonction des conditions du marché. L'année 2025 a également montré que les possibilités d'importation de Zeebruges jouent un rôle de premier plan dans l'approvisionnement en gaz naturel en Europe du Nord-Ouest et dans la recherche d'alternatives au gaz naturel russe à court terme. Zeebruges est une référence en matière d'approvisionnement européen en gaz naturel. En 2025, 363 TWh de gaz naturel ont été importés à Zeebruges et la Belgique a de nouveau exporté plus de gaz naturel vers l'Allemagne (213 TWh) qu'elle n'en a consommé (150 TWh). En ce sens, l'Allemagne utilise davantage l'infrastructure gazière belge que la Belgique elle-même. Ce rôle d'approvisionnement en gaz naturel est étroitement lié au développement d'une infrastructure gazière transfrontalière et bidirectionnelle, qui est offerte via un modèle d'accès basé sur le marché, tant pour l'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique que pour celui des pays voisins.

Le 1er septembre 2024, le passage progressif du gaz L au gaz H a été achevé. Désormais, seul le gaz H est consommé en Belgique. Pendant la période de conversion en France, qui s'étend jusqu'en 2029 et 2030, la capacité de transport nécessaire pour les fournitures de gaz L des Pays-Bas vers la France continuera d'être proposée à la réservation par le marché qui fournit le gaz L à la France.

La transition énergétique et l'adaptation de l'infrastructure de transport de gaz naturel existante aux gaz renouvelables et à faible teneur en carbone (par exemple, l'hydrogène) sont actuellement les plus grands défis tant au niveau belge qu'au niveau européen. Fluxys Belgium et la CREG analysent conjointement les possibilités d'utiliser de manière optimale l'infrastructure de gaz naturel existante pour la transition énergétique sans mettre en péril la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.

En prévision de la soumission d'une première proposition officielle de plan de réseau pour l'hydrogène avant la date légale du 1er juillet 2027[192], Fluxys hydrogen a publié un plan de développement intermédiaire pour l'hydrogène[193]. Outre la réalisation des travaux en cours pour la construction d'une conduite d'hydrogène entre Gand et Anvers d'ici fin 2026 ou début 2027, parallèlement à la réalisation du réseau d'hydrogène dans le port d'Anvers d'ici mi-2026, le plan indicatif prévoit jusqu'en 2034 la construction éventuelle de liaisons avec les Pays-Bas et d'une conduite d'hydrogène reliant Anvers à Liège, puis à l'Allemagne.

En concertation avec la CREG, l'infrastructure d'hydrogène est développée sur la base de besoins du marché validés et mûrs. Ces besoins sont identifiés dans un premier temps au moyen de consultations du marché, suivies d'un processus par étapes visant à conclure un accord contraignant entre la partie commerciale et Fluxys hydrogen, avant toute décision d'investisse ment définitive.

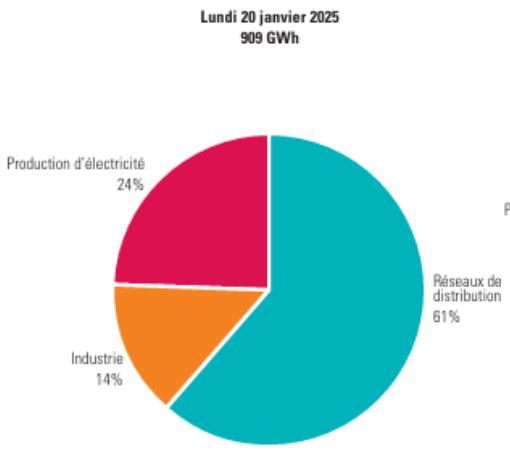
3.7.4 Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs

Le prélèvement de pointe de gaz naturel en 2025 a été enregistré le lundi 20 janvier. La consommation belge de gaz naturel s'élevait alors à 909 GWh (984 GWh en 2022), soit 2,2 fois la consommation journalière moyenne de 413 GWh. Les réseaux de distribution représentaient 61 % du prélèvement de pointe, 25 % étaient destinés à la production d'électricité et les 14 % restants ont été prélevés par l'industrie.

Cette consommation journalière de pointe a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. Quelque 40 % provenaient directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord et sont arrivés jusqu'à Zeebruges par le Zeepipe. Les flux de gaz naturel arrivés sur le marché belge via la France ont couvert 22 % de la demande de pointe. Le gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert

[192] Arrêté royal du 12 mai 2024 fixant la procédure d'établissement, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'hydrogène et du plan de développement du réseau de transport d'électricité.
[193] https://www.fluxys.com/nl/about-us/fluxys-belgium/publications/infrastructure-development-plans.

14 % de la demande de pointe. En outre, 13 % de cette demande de pointe provenaient du terminal de GNL à Zeebruges et 11 % du stockage souterrain de Loenhout.



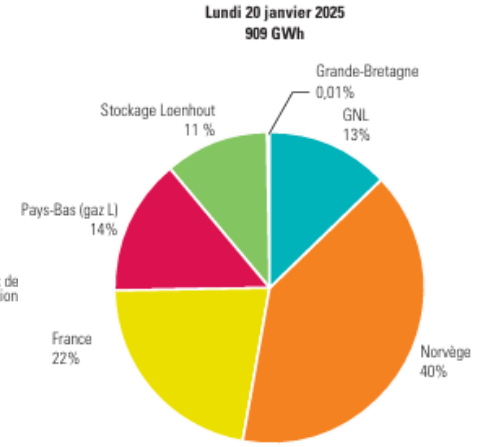


Figure 106 : Répartition du prélèvement de pointe par segment d'utilisateurs en 2025 (sources : calculs CREG, données Fluxys)

Figure 107 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2025 (sources : calculs CREG, données Fluxys)

3.8 L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Cette section a été introduite par l'article 27, § 4, de la directive (UE) 2023/1791 relative à l'efficacité énergétique.

3.8.1 Au niveau fédéral

En 2025, Fluxys Belgium a poursuivi plusieurs mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique de ses infrastructures. Un premier moteur du site de stockage de Loenhout a notamment été électrifié. Au terminal GNL de Zeebrugge, les quatre Open Rack Vaporisers, qui utilisent la chaleur de l'eau de mer pour la regazéification du GNL et réduisent ainsi la consommation de gaz naturel, ont permis d'éviter environ 215.000 tonnes de CO2 en 2025[194].

3.8.2 Au niveau de la Région flamande

Le gestionnaire du réseau de distribution rapporte le nombre de cabines « open pipe » et les fournitures de gaz à pression élevée pour les stations CNG et les installations de cogénération (WKK). En choisissant la cabine client appropriée en fonction de l'application, une optimisation des économies d'énergie est assurée. En fournissant le gaz à la pression du réseau ou à une pression plus élevée, la consommation électrique de l'installation de compression peut être réduite pour les stations CNG et les installations de cogénération.

[194] Fluxys Belgium, Integrated Annual Report 2025, "Actions related to reducing our own GHG emissions", p. 118.

En outre, un déploiement du compteur de gaz naturel numérique est en cours. Le compteur numérique offre au client du réseau une meilleure visibilité sur sa consommation personnelle d'énergie, ce qui contribue à l'efficacité énergétique du système de distribution.

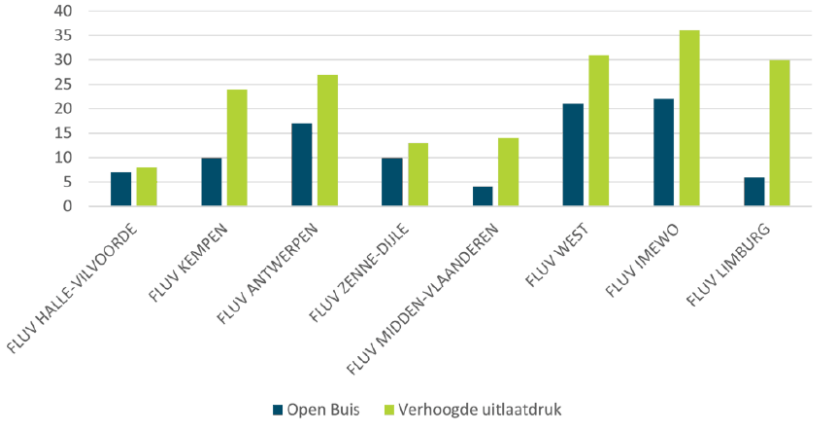


Figure 108 : "Cabine clients" "open pipe" et pression de sortie élevée

3.8.3 Au niveau de la Région wallonne

En Région wallonne, l'amélioration de l'efficacité des réseaux de distribution de gaz naturel repose notamment sur la surveillance de l'état des infrastructures, la recherche systématique et la réparation des fuites, ainsi que sur le renouvellement progressif des canalisations et des branchements. En 2025, les programmes de recherche systématique des fuites ont couvert plus de 5 200 km de canalisations de distribution sur l'ensemble des réseaux gaziers wallons et ont conduit à la réparation de 270 fuites. La surveillance des réseaux a par ailleurs été renforcée dans le contexte des nouvelles exigences en matière de réduction des émissions de méthane. Les informations issues de ces contrôles permettent d'orienter les politiques de surveillance, d'entretien et de renouvellement des infrastructures et contribuent ainsi à la sécurité et à l'efficacité du réseau, à la limitation des pertes de gaz et à la réduction des émissions fugitives de méthane.

3.8.4 Au niveau de la Région de Bruxelles-Capitale

Le seul GRD à Bruxelles (SIBELGA) met en œuvre des mesures visant à **réduire les pertes de gaz sur son réseau**. Dès 2025, le cycle de recherche systématique des fuites sur l'ensemble des réseaux moyenne et basse pression a été ramené de trois à deux ans. La politique de maintenance présentée dans le PDD 2027-2031 prévoit également une inspection de l'étanchéité et des émissions de méthane tous les neuf mois sur les lignes de détente des stations de réception et de détente ainsi que dans les cabines réseau. L'analyse des fuites réparées, les essais de vieillissement des conduites et les contrôles de protection contre la corrosion permettent de cibler les renouvellements et de prévenir de nouvelles pertes. En complément, l'évacuation des poussières et des condensats présents dans les canalisations vise à limiter les pertes de charge et à préserver la capacité d'acheminement du réseau.

4 PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET TRAITEMENT DES PLAINTES EN ÉLECTRICITÉ ET GAZ

4.1 PROTECTION DES CONSOMMATEURS

4.1.1 Obligations de service universel et de service public

4.1.1.1 Niveau fédéral

4.1.1.1.1 Cout des obligations de service public fédéral

La CREG a déterminé les soldes et coûts suivants des obligations de service public (OSP) assignées à Elia, à savoir :

- Le solde des coûts de l'OSP pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux pour le deuxième semestre de 2024. L'État belge a ainsi versé 39 527 505 € à Elia [195];
- Le solde des coûts de l'OSP pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux pour le premier semestre 2025. Elia a ainsi remboursé 110 411 019 € à l'État belge [196];
- Les soldes des coûts des OSP réserve stratégique et CRM pour l'année 2024. Le solde affiche un excédent pour l'OSP réserve stratégique (32 953,67 € à rembourser par Elia à l'État belge) et un excédent pour l'OSP CRM (2 991 337,74 € à rembourser par Elia à l'État belge) [197];
- Les coûts de l'OSP pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux pour 2026. Ces coûts sont estimés à 551 351 856 €, soit 125 355 millions d'euros de moins que l'estimation pour 2025 (675 707 187 €). Cela s'explique par le fait que l'estimation du prix de référence de l'électricité pour 2026 (87,56 €/MWh) est beaucoup plus élevée que celle pour 2025 (58,02 €/MWh). En outre, le système des avances, qui reposait sur l'hypothèse d'une production (très) élevée, ne s'applique plus à Mermaid, Seastar et Northwester 2 [198];
- Les coûts estimés des OSP pour le financement de l'étude biennale d'adéquation et de flexibilité et du CRM pour l'année 2026. Ces coûts s'élèvent respectivement à 621 668 € et 169 916 607 €[199].

4.1.1.1.2 La cotisation fédérale

Depuis le 1er janvier 2022, ces quatre fonds sont financés par des ressources budgétaires gérées par le SPF Finances. Ces fonds sont principalement financés par les recettes provenant des accises spéciales sur l'électricité et le gaz naturel. Les fonds reçus par la CREG sont ensuite reversés à différents bénéficiaires, à savoir les CPAS, l'ONDRAF et les entreprises énergétiques.

[195] Décision (B)2996 du 10 avril 2025 relative à la détermination du solde du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux pour le deuxième semestre 2024.
[196] Décision (B)3109 du 6 novembre 2025 relative à la détermination du solde du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux pour le premier semestre 2025.
[197] Décision (B)2794 du 30 mai 2024 relative à la détermination des soldes des obligations de service public réserve stratégique et CRM pour l'année 2023.
[198] Décision (B)3062 du 16 octobre 2025 relative à l'évaluation du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2026.
[199] Décision (B)2893 du 30 octobre 2024 relative à l'évaluation du coût des obligations de service public pour le financement de la réserve stratégique et du CRM pour l'année 2025.

En 2025, plusieurs entreprises énergétiques ont encore régularisé auprès de leurs clients la dégressivité/les créances irrécouvrables de la cotisation fédérale électricité et gaz naturel pour des fournitures antérieures. Bien que ces montants soient nettement inférieurs à ceux des années précédentes, le mécanisme de la cotisation fédérale continue d'être appliqué.

Les sommes régularisées à ces entreprises par la CREG figurent dans le tableau ci-après.

FONDS	MONTANTS RÉGULARISÉS
Dégressivité électricité	-15
Dégressivité offshore	6.232
Dégressivité gaz naturel	0
Irrécouvrables électricité	67.779
Irrécouvrables gaz naturel	2.199
TOTAL	**76.195**

Figure 109 : Montants restants de la dégressivité régularisée avec les entreprises énergétiques et des cérances irrécouvrables (en €)

Les moyens nécessaires à ces remboursements ont également été couverts par les fonds budgétaires gérés par le SPF Finances.

4.1.1.1.3 La surcharge offshore

Depuis le 1er janvier 2022, la surcharge offshore n'est plus appliquée par Elia. Le financement de l'obligation de service public relative à l'achat des certificats verts fédéraux est désormais assuré par le budget de l'État fédéral, alimenté notamment par le droit d'accise spécial sur l'électricité[200].

L'obligation de service public mise à charge d'Elia d'acheter les certificats verts délivrés aux producteurs d'électricité offshore à un prix minimal demeure toutefois applicable. Pour 2025, la CREG a évalué le coût de cette obligation à 675,7 millions d'euros, contre 493,9 millions d'euros pour 2024[201].

En 2025, la CREG a également déterminé le solde du coût de cette obligation de service public pour le premier semestre 2025[202].

4.1.1.2 Région flamande[203]

4.1.1.2.1 Réglementation

La réglementation de la Région flamande prévoit un certain nombre de garanties pour les ménages qui ont des difficultés à payer leurs factures d'énergie. Ces mesures garantissent l'approvisionnement en électricité et/ou en gaz ne peut pas être coupés sauf après des procédures spécifiques. Les coupures ne se produisent qu'exceptionnellement.

[200] Loi-programme du 27 décembre 2021 ; CREG, proposition (C)2371 du 7 avril 2022 relative à l'adaptation du mécanisme de financement de l'obligation d'achat des certificats verts fédéraux.
[201] Décision (B)2868 du 17 octobre 2024 relative à l'évaluation du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2025.
[202] Décision (B)3109 du 6 novembre 2025 relative à la détermination du solde du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux pour le premier semestre 2025.
[203] https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2026-10

Si un ménage ne paie pas sa facture d'énergie à temps à son fournisseur commercial, il lui envoie d'abord un rappel de paiement, puis une mise en demeure. Si ces dernières restent sans suite, le fournisseur peut résilier le contrat. Les clients résiliés rejoignent le GRD en tant que fournisseur social qui reprend la fourniture. Un client du GRD paie sa consommation par la fonction de prépaiement, ce qui permet d'éviter l'accumulation de dettes supplémentaires. Un crédit de secours (87 €) et une alimentation limitée (pour l'électricité) empêchent le client de manquer d'énergie. Une coupure n'est possible qu'après la soumission du dossier au **Commission Consultative Locale** (CCL) qui inclut des représentants du GRD et du CPAS. Le client a alors la possibilité d'expliquer sa situation personnelle. De ce fait, les coupures ne se produisent que dans des cas exceptionnels *Mise en demeure:*

La figure ci-dessous montre que **264 505** clients résidentiels ont reçu au moins une **mise en demeure** au cours de l'année de fourniture 2025. En 2024 262 470 clients résidentiels recevaient au moins une mise en demeure. En 2025, 8,93 % des ménages ont reçu une mise en demeure de la part d'un fournisseur commercial.

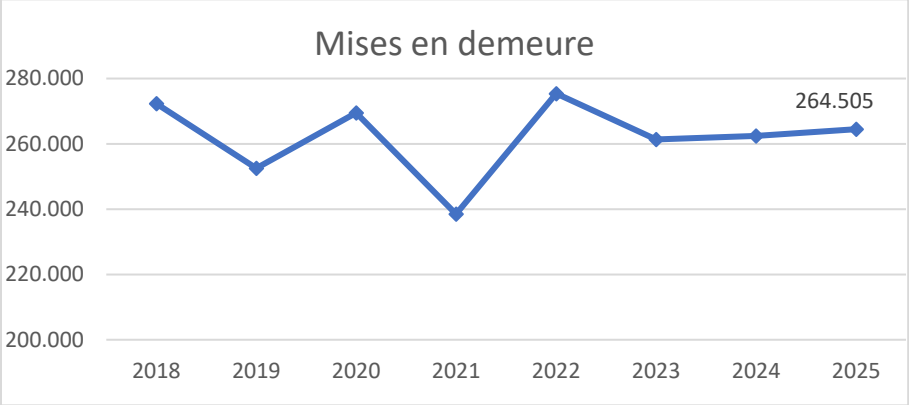


Figure 110 : Evolution du nombre de mises en demeures reçues par les consommateurs par leur fournisseur pour la période 2004-2025

4.1.1.2.2 Plans de paiements

Lorsque le décompte final annuel est imprévisiblement élevé, le fournisseur peut proposer de rembourser cette dette via un plan de paiement. Un décompte final élevé peut être le résultat d'une consommation plus élevée que précédemment, d'un hiver froid ou, d'une hausse générale des prix comme en 2022. Un décompte de gaz naturel qui n'inclut que des mois d'hiver peut également conduire à un encours de dette élevé. Les acomptes sont en effet calculés sur une base annuelle et ne sont pas suffisants pour les mois d'hiver, si bien que le solde qu'il reste à payer peut vite atteindre des sommes importantes lors de ce décompte final. Ce n'est que lors du décompte final suivant que le client pourra récupérer son argent. Tous les ménages ne peuvent pas faire face à ce paiement soudain.

Les plans de paiement peuvent donc témoigner non seulement d'un problème temporaire pour régler, par exemple, une facture de décompte élevée, mais aussi d'un problème structurel à s'acquitter de ces paiements. En 2025, 177 139 plans de paiement étaient en cours, ce qui signifie qu'au moins un remboursement a eu lieu en 2025. Ce chiffre est de 6% plus bas qu'en 2024.

Ce qui concerne le nombre de plans de paiement pour lesquels un premier remboursement devait avoir lieu en 2025, on constate une augmentation dans les chiffres. En 2025, 133 288 plans de paiement ont été démarrés, soit une hausse par rapport à 2024, où 124 498 avaient été démarrés. En termes relatifs, en 2025, 4,5% des clients résidentiels ont démarré un plan de paiement avec leur fournisseur commercial. En 2024, ce chiffre était de 4,2% %. Le fait qu'en 2025, le nombre de plans de remboursement en cours diminue tandis que le nombre de plans de remboursement mis en place augmente est une conséquence de la forte baisse du nombre de plans de remboursement mis en place en 2024. À cette époque, le nombre de plans de remboursement autorisés avait diminué d'un quart.

Cette baisse se traduit par une diminution (moins marquée) du nombre de plans de remboursement en cours en 2025.

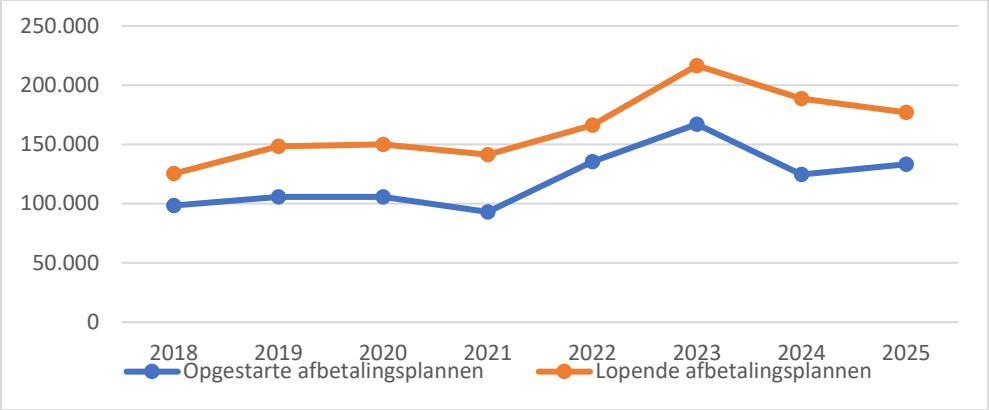


Figure 111 : Evolution du nombre de plans de paiement autorisés (jusqu'en 2025) et conclus auprès de fournisseurs commerciaux (en néerlandais)

4.1.1.2.3 Résiliation du contrat de fourniture:

Lorsqu'un client ne donne pas suite à une mise en demeure, qu'aucun plan de paiement n'est convenu ou que le plan de paiement convenu n'a pas été respecté, le fournisseur peut mettre fin au contrat du client, moyennant le respect des délais légaux.

Les figure 80 et 81 montrent l'évolution du nombre de contrats de fourniture résiliés en raison de défauts de paiement au cours des dernières années. Au total, tous fournisseurs confondus, 95 833 contrats ont été résiliés en 2025 pour l'électricité et 72 914 pour le gaz naturel. Cela représente respectivement 3,22 % du nombre de points d'accès des clients résidentiels à l'électricité et 3,53% du nombre de points d'accès des clients résidentiels au gaz naturel.

En même temps, dans 61% des cas, la résiliation du contrat est à nouveau annulée durant la période de préavis de 45 jours, ce qui indique que le fournisseur a encore pu trouver une solution avec le client et a continué à approvisionner ce dernier. Cela peut se faire, par exemple, en établissant un plan de paiement ou en payant la totalité de la dette. Il convient toutefois de noter que le nombre d'annulations et le nombre de résiliations ne peuvent être liés à 100%. Ainsi, pour un contrat résilié en 2024 mais dont la résiliation a été annulée en 2025, il peut arriver que seule l'annulation apparaisse dans les statistiques de 2024. Le nombre d'annulations de résiliations avait fortement augmenté en 2024 et a encore augmenté en 2025, ce qui pourrait indiquer que certains fournisseurs utilisent la résiliation comme moyen de pression.

Enfin, les contrats pour lesquels aucune solution n'est trouvée pendant la période de préavis sont définitivement résiliés. Ainsi, en 2025, **37 540 contrats d'électricité et 28 955 contrats de gaz naturel ont été définitivement résiliés** par le fournisseur. Si ces clients ne parvenaient pas à trouver un autre fournisseur sur le marché commercial, leur approvisionnement était repris par le gestionnaire du réseau de distribution.

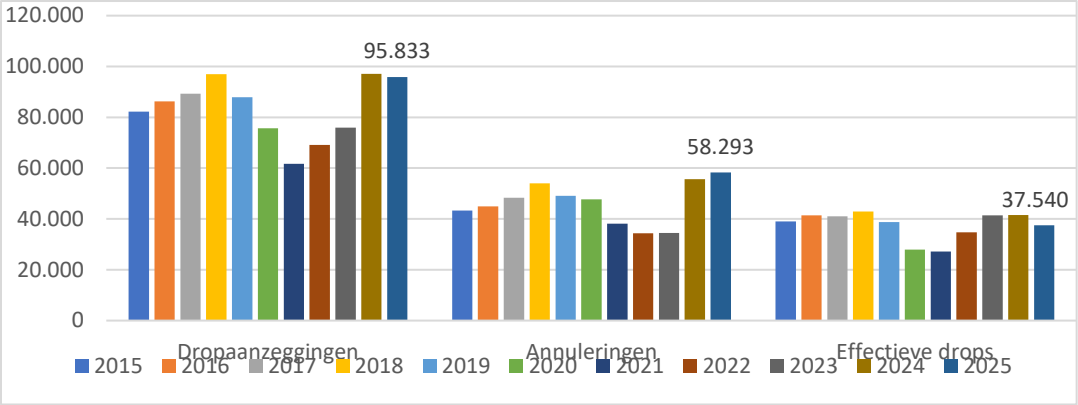


Figure 112 : Evolution du nombre de contrats de fourniture résiliés pour l'électricité (E)

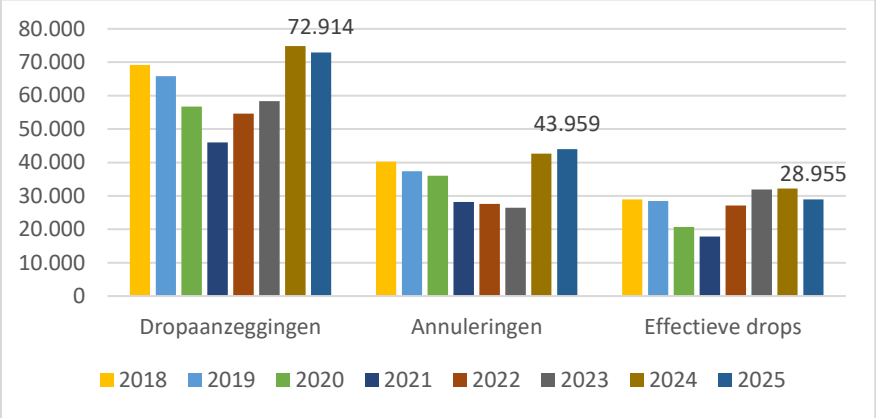


Figure 113 : Evolution du nombre de contrats de fourniture résiliés pour le gaz

Ces indicateurs en question signalent que le nombre de clients ayant des problèmes de paiement auprès de fournisseurs d'énergie commerciaux a diminué en 2025.

4.1.1.2.4 Nombre de ménages approvisionnés par le gestionnaire de réseau :

Au total, **2 973 655 points d'accès à l'électricité et 2 066 203 points d'accès au gaz naturel** étaient répertoriés comme points d'accès de clients résidentiels dans le registre d'accès au 31 décembre 2025. Parmi ceux-ci, **80 028** et **62 384** points d'accès étaient respectivement **approvisionnés par le gestionnaire de réseau** à cette date. Par conséquent, 2,69 % des points d'accès de clients résidentiels à l'électricité et 3,02 % des points d'accès des clients résidentiels au gaz naturel étaient approvisionnés par le fournisseur social. Ces chiffres sont légèrement plus haut qu'en 2023 (2,67% et 2,98%)

Cette croissance est principalement due à la diminution du nombre de clients GRD retournant sur le marché commercial. Les clients du GRD qui n'ont plus de dettes peuvent reprendre un contrat avec un fournisseur commercial. On constate qu'à la fin de 2025, environ 4 clients du GRD sur 10 n'avaient plus de dettes et pourraient passer un contrat sur le marché commercial. Ces groupes ont augmenté respectivement de 5,4% et de 9,7% par rapport à 2024.

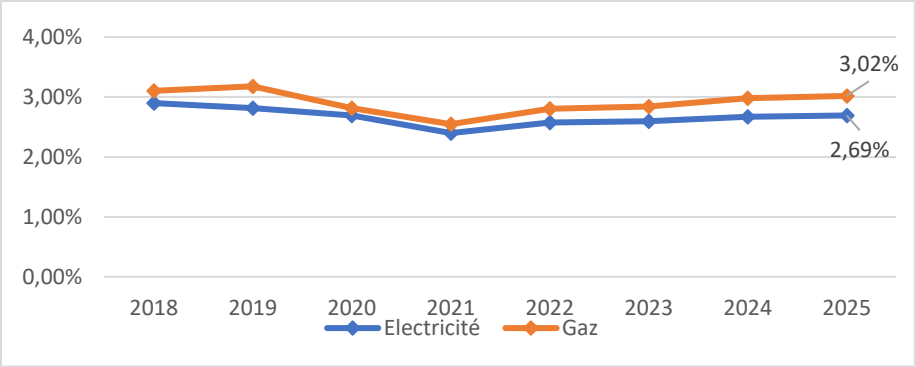


Figure 114 : Evolution du % de clients résidentiels approvisionnés

4.1.1.2.5 Compteur numérique avec fonction de prépaiement

Lorsqu'un client est pris en charge par le gestionnaire du réseau de distribution, celui-ci lui installe un compteur d'électricité numérique et active immédiatement la fonction de prépaiement. Jusqu'au 1er juillet 2022, l'activation de la fonction de prépaiement n'était possible que lorsque le client était endetté auprès du gestionnaire de réseau de distribution. Jusqu'à cette date, des factures d'acompte étaient encore utilisées pour l'électricité. Pour le gaz naturel, des factures d'acompte sont toujours utilisées en premier lieu, mais en cas de défaut de paiement, la période entre la mise en demeure et l'activation de la fonction de prépaiement a été ramenée de 60 à 20 jours calendaires. La figure 83 montre l'évolution au cours des dernières années du nombre de compteurs numériques avec fonction de prépaiement actifs au 31 décembre de l'année en question.

Au 31 décembre 2025 71 083, soit 88,8 % des clients du GRD, ont été approvisionnés par un compteur numérique avec fonction de prépaiement et 8 945 par un compteur ordinaire. Pour le gaz naturel également, une grande partie (48 842 ou 78,3 %) des clients approvisionnés par le gestionnaire de réseau ont un compteur numérique avec fonction de prépaiement à cause d'un défaut de paiement.

Certains ménages possèdent plus d'un compteur numérique pour l'électricité. Cela peut être le cas lorsqu'ils disposent d'un compteur séparé pour leur chauffage à l'électricité, Le nombre de ménages qui prélèvent de l'électricité via un compteur numérique est donc inférieur au nombre de compteurs numériques actifs. À la fin de l'année 2025, il y avait 73 545 compteurs d'électricité avec une fonction de prépaiement activée, soit 2,47 % de tous les raccordements des ménages. La part des compteurs de gaz naturel avec fonction de prépaiement activée a connu une croissance similaire en 2025. À la fin de l'année 2025, 2,36 % de tous les raccordements au gaz naturel disposaient d'un compteur numérique avec fonction de prépaiement activée. Un an plus tôt, cette part était de 2,21 %.

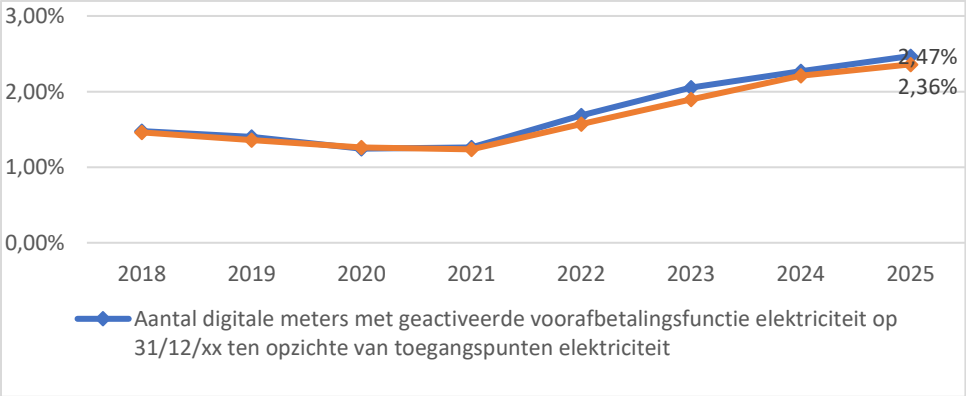


Figure 115 : Evolution du nombre de compteurs à budgets actifs au 31/12/25, total compteurs et compteurs numériques (électricité) (en néerlandais)

4.1.1.2.6 Crédit de secours

Si la fonction de prépaiement est activée dans le compteur numérique, le client doit recharger le crédit avant de consommer de l'électricité et/ou du gaz. En principe, si un client du fournisseur social ne recharge pas le compteur numérique, il peut encore consommer 87 € de crédit de secours pour l'électricité et le gaz naturel. Le client doit toutefois rembourser ce montant. La Figure ci-dessous montre combien de clients uniques ont utilisé le crédit de secours au moins une fois depuis 2022. Le nombre de clients ayant utilisé au moins une fois le crédit d'urgence pour l'électricité augmente d'année en année, Pour les deux types d'énergie, l'utilisation du crédit d'urgence par 126 000 ménages reste très élevée.

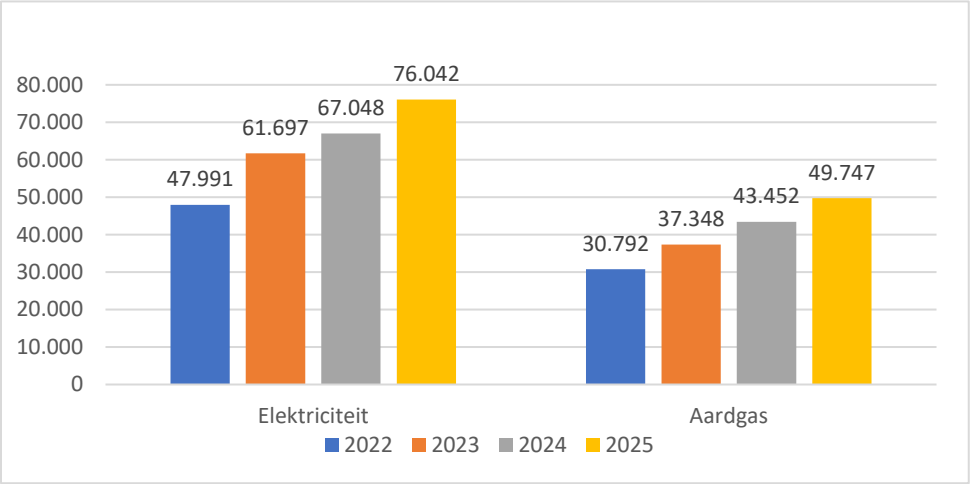


Figure 116 : nombres de ménages utilisant le crédit de secours

4.1.1.2.7 (Auto-)Coupures

Lorsque le crédit de secours pour l'électricité est également épuisé, le client continue à être alimenté en puissance limitée (10 ampères). Le gestionnaire de réseau de distribution essaiera de contacter le client pour parvenir à un règlement du montant en souffrance. Si aucun accord ne peut être trouvé ou si le client ne répond pas, le dossier peut être transmis à la CLA avec une demande de coupure de la fourniture minimale d'électricité. Si la fourniture minimale est interrompue, le client ne pourra plus consommer de l'électricité que s'il charge le compteur numérique. Dans le passé, on appelait cela un « compteur à budget nu ». Dès que les dettes du client passent sous la barre des 150 euros, le gestionnaire de réseau rétablit automatiquement l'approvisionnement minimal. Cette restitution automatique a été introduite par la modification du décret sur l'Energie le 1er juillet 2022.

Au 31 décembre 2025 , il y avait au total 3 478 compteurs à prépaiement dont la fourniture minimale d'électricité était coupée.

Les clients qui achètent de l'énergie via la fonction de prépaiement dont la fourniture minimale d'électricité était coupée courent un risque d'auto-coupure.

Le compteur numérique permet d'avoir une vue du nombre de clients qui coupent d'eux-mêmes leur alimentation. Le GRD tient un registre mensuel du nombre de ménages qui se sont déconnectés du réseau d'électricité ou de gaz naturel pendant plus de 24 heures. La figure 82 montre une comparaison des résultats de 2024 et 2025.

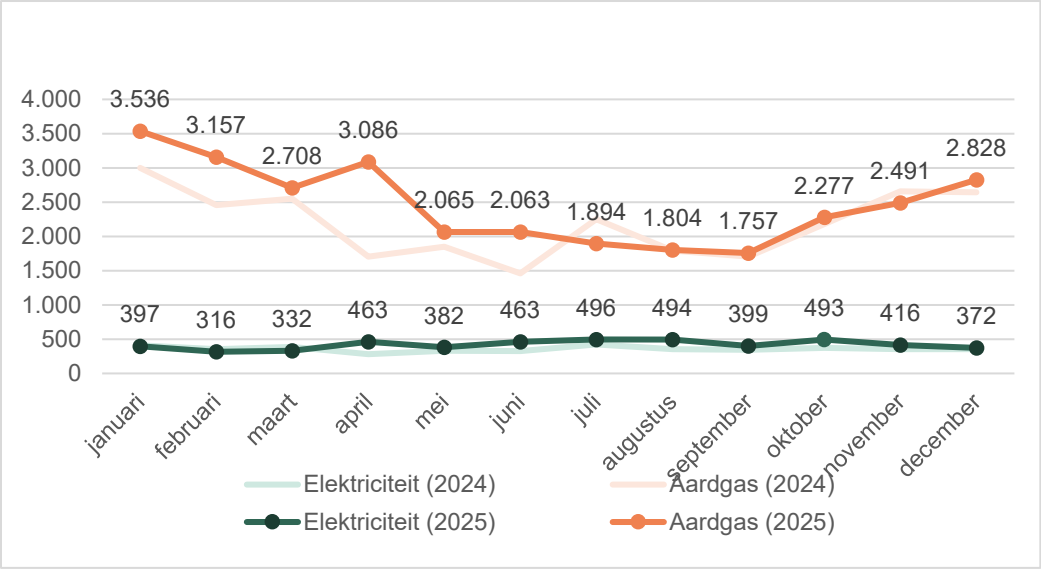


Figure 117 : Nombre d'auto-coupures d'électricité et gaz par mois en 2024 et 2025 (en néerlandais)

Nous constatons une augmentation du nombre total d'auto-coupures dans les deux types d'énergie. Pour l'électricité, cette augmentation est de 17 % et pour le gaz naturel de 13 %. Ces augmentations peuvent être attribuées partiellement à la poursuite du déploiement du compteur numérique, qui permet de visualiser pour un nombre croissant de clients s'ils se déconnectent eux-mêmes. Si l'on examine le nombre de ménages ayant procédé à au moins une coupure en 2025, on constate que ces chiffres sont également en hausse par rapport à 2024. Pour l'électricité, cela concerne 2 908 ménages (+12,67 %), pour le gaz naturel, 17 039 ménages (+9,23 %). Parmi celles-ci, environ 80 % n'avaient pas droit au prix social maximal.

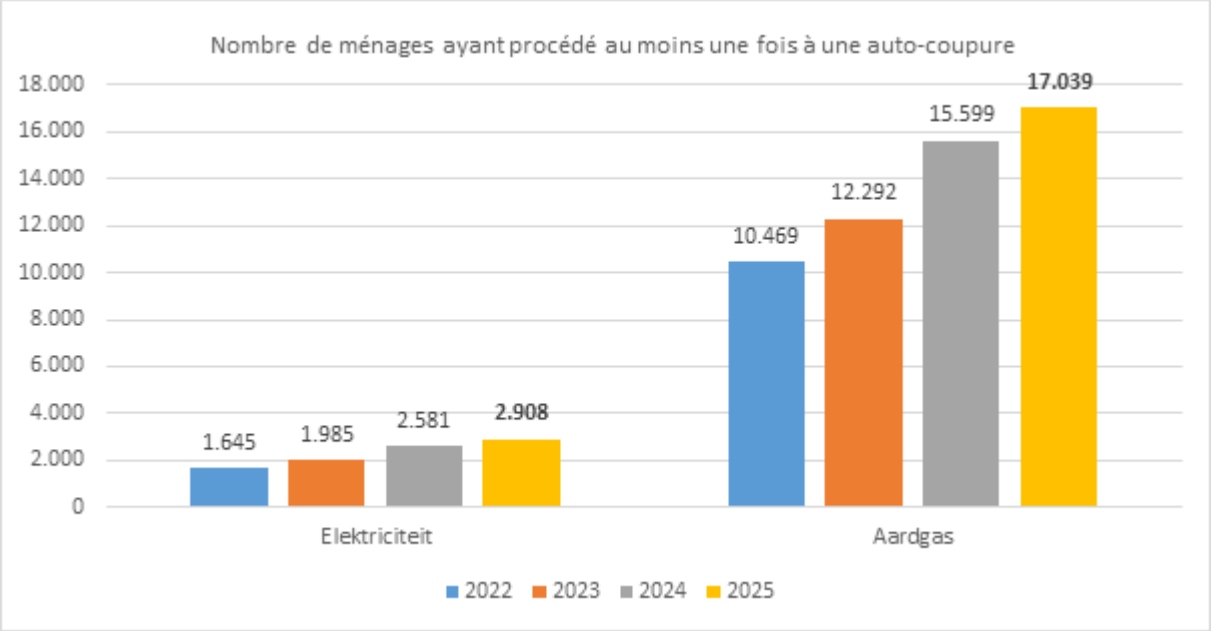


Figure 118 : Nombre de ménages ayant procédé au moins une fois à une auto-coupure

Bien que ces chiffres puissent inclure des ménages qui ont déménagé et ne consomment donc plus d'énergie dans l'ancien logement, on peut supposer que ces ménages sont confrontés à une certaine précarité.

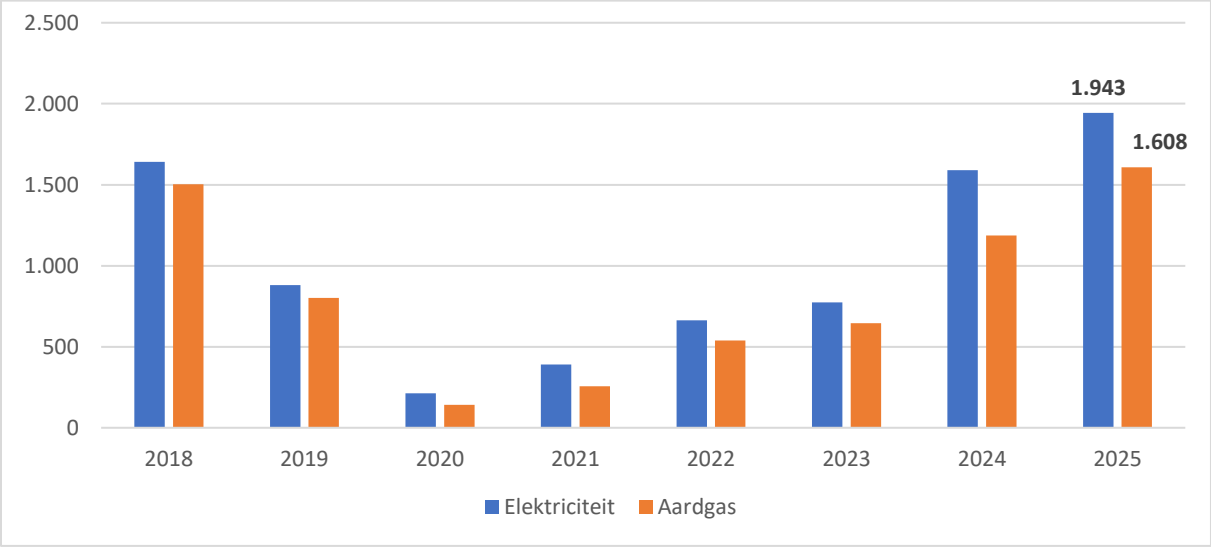
4.1.1.2.8 Coupures après avis de la Comité Consultative Locale (CCL)[204] :

La figure 119 montre l'évolution du nombre de déconnexions après avis de la CLAC au cours des dernières années. On observe que les nombres de coupures en 2025 sont augmentés avec 22% pour l'électricité et 35% pour le gaz naturel comparé avec 2024. Plus précisément, 1 943 points d'accès à l'électricité ont été fermés en 2025 suite à un avis positif de la CCL. Pour le gaz naturel, il y en a eu 1 608.

En 2025, le refus ou le non-respect d'un plan de paiement comme motif de coupure gagnait en importance et explique en grande partie l'augmentation comparé avec 2024. Il s'agit souvent de coupures de clients qui, systématiquement, ne chargent pas suffisamment de crédit pour payer leur consommation et continuent ainsi à accumuler des dettes. Si le CCL donne l'autorisation de couper, cela se fait par un blocage de la fonction prépaiement. Le client ne peut alors se recharger et consommer de l'énergie qu'après avoir remboursé la moitié de sa dette. Ainsi, en 2024, 1 266 compteurs d'électricité et 1 132 compteurs de gaz naturel ont été coupés par un blocage de paiement.

L'augmentation du nombre de coupures doit être mise en parallèle avec l'évolution du nombre de rebranchements. L'évolution du nombre de rebranchements est souvent similaire à celle du nombre de coupures. En 2025, 1 351 ménages ont été reconnectés au réseau d'électricité et 994 ménages au réseau de gaz naturel au nom du même client, après avoir été déconnectés à la suite d'une décision de la LAC. Par rapport à l'augmentation du nombre de coupures, l'augmentation du nombre de reconnexions est plus importante en 2025.

Figure 119 : Evolution du nombre de coupures suite à un avis positif de la CLAC pour l'électricité et le gaz naturel



4.1.1.3 <u>Région wallonne</u>

4.1.1.3.1 Cadre légal des OSP sociales

L'électricité et le gaz sont des domaines particuliers où la logique de marché doit coexister avec une mission de service public. Notamment, leur fourniture à l'ensemble de la population apparaît comme une nécessité. Le législateur a, de ce fait, imposé aux fournisseurs et aux GRD des obligations de service public (OSP) qu'ils doivent respecter.

[204] Ce comité est composé de personnel du CPAS, du GRD et éventuellement du médiateur de dettes du consommateur.

En Région wallonne, les dispositions à caractère social et les obligations de service public sont définies dans le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, ci-après dénommé le « décret électricité », plus précisément aux articles 33 à *34ter*, et dans le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, ci-après dénommé le « décret gaz », plus précisément aux articles 31*bis* à 33*bis*.

Les OSP ont pour la plupart été modalisées dans les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz, ci-après dénommés « AGW OSP électricité » et « AGW OSP gaz ». Le chapitre IV des AGW OSP définit les obligations de service public à caractère social.

Les OSP sociales portent notamment sur :

- la fourniture aux clients protégés et l'octroi du tarif social ;
- la procédure applicable aux clients résidentiels en cas de non-paiement ;
- le défaut de paiement et le placement du compteur à budget ;
- la fourniture par le GRD à titre temporaire pendant la période hivernale des clients finaux qui se retrouvent sans contrat de fourniture ;
- la fourniture minimale garantie aux clients protégés (uniquement en électricité) ;
- l'octroi d'une aide hivernale (uniquement en gaz).

4.1.1.3.2 Les clients protégés

Certaines catégories de personnes considérées comme plus vulnérables peuvent bénéficier du statut de « client protégé » sous certaines conditions dans le marché du gaz et de l'électricité. Ce statut leur permet d'obtenir des avantages et des protections complémentaires liés à leur fourniture d'énergie.

Tant l'État fédéral que la Région wallonne ont défini la notion de client protégé, la définition wallonne étant plus large et prévoyant des catégories supplémentaires.

Les quatre catégories énoncées ci-dessous sont reprises tant dans les textes fédéraux que régionaux et concernent donc tous les clients domiciliés en Belgique, peu importe la région dans laquelle ils habitent. Les clients repris dans ces quatre catégories sont appelés les « clients protégés fédéraux ». La cinquième catégorie, en revanche, n'est définie que dans les textes régionaux et concerne donc, uniquement, les personnes domiciliées en Région wallonne. Cette dernière catégorie est communément appelée la catégorie des « clients protégés exclusivement régionaux ».

La première catégorie vise les ménages dont au moins une personne, domiciliée à la même adresse, bénéficie d'une des interventions suivantes d'un <u>CPAS</u> :

- le revenu d'intégration sociale,
- une aide sociale financière équivalente au revenu d'intégration sociale,
- un secours partiellement ou totalement pris en charge par l'État fédéral,
- une avance sur :

1. le revenu garanti aux personnes âgées ou la garantie de revenus aux personnes âgées,
2. une allocation aux personnes handicapées.

La deuxième catégorie porte sur les ménages dont au moins une personne, domiciliée à la même adresse, bénéficie d'une des interventions suivantes du <u>Service public fédéral de la Sécurité sociale</u> :

- une allocation en qualité de personne handicapée par suite d'une incapacité permanente de travail de 65 % au moins ;
- une allocation de remplacement de revenus aux personnes handicapées ;
- une allocation d'intégration aux personnes handicapées ;
- une allocation pour l'aide d'une tierce personne ;

Cas particuliers pour les clients résidentiels domiciliés en Région wallonne :

- une allocation d'aide aux personnes âgées reçue via les Organismes Assurances Wallons
- une allocation familiale supplémentaire pour les enfants souffrant d'une incapacité physique ou mentale avec un score minimum de 4 points dans le pilier 1 de l'échelle médico-sociale (reconnaissance établie par l'AVIQ, paiement par une caisse d'allocation familiale)

La troisième catégorie touche les ménages dont au moins une personne, domiciliée à la même adresse, bénéficie d'une des interventions suivantes de l'Office national des Pensions :

- une allocation pour personnes handicapées à la suite d'une incapacité permanente de travail d'au moins 65 %,
- une garantie de revenus aux personnes âgées (GRAPA) ou du revenu garanti aux personnes âgées (RGPA),
- une allocation pour l'aide d'une tierce personne,
- Une allocation d'aide aux personnes âgées.

La quatrième catégorie a trait aux locataires occupant un appartement situé dans un immeuble donné en location à des fins sociales et dont le chauffage au gaz naturel est assuré par une installation collective. Le tarif social ne s'applique, en l'occurrence ici, qu'au gaz naturel.

La cinquième catégorie (clients protégés exclusivement régionaux) concerne les personnes qui bénéficient :

- d'une décision de guidance éducative de nature financière prise par un CPAS,
- d'une médiation de dettes auprès d'un CPAS ou d'un centre de médiation de dettes agréé,
- d'un règlement collectif de dettes.

4.1.1.3.3 Nombre de clients protégés

En électricité :

Au terme de l'année 2025, en Région wallonne, **12 %** de l'ensemble des clients résidentiels wallons, (soit 204 265 clients) étaient considérés comme des clients protégés en électricité. 93,5% sont des clients protégés fédéraux et 6,5% sont des clients exclusivement régionaux.

Le nombre total de clients protégés (fédéraux et régionaux) en électricité **a diminué de 3 % par rapport à l'année 2024.**

En gaz :

Fin 2025, **15,1 %** du total des clients résidentiels wallons, étaient considérés comme des clients protégés en gaz. Parmi les clients protégés en gaz, 93,3 % appartenaient à une catégorie fédérale de clients protégés et 6,7 % appartenaient à une catégorie exclusivement régionale.

Le nombre total de clients protégés (fédéraux et régionaux) alimentés en gaz fin 2025 **a diminué de 2,6 % par rapport à l'année 2024.**

La figure 87 présente la répartition des clients protégés en fonction de la catégorie fédérale ou exclusivement régionale à laquelle ils appartiennent.

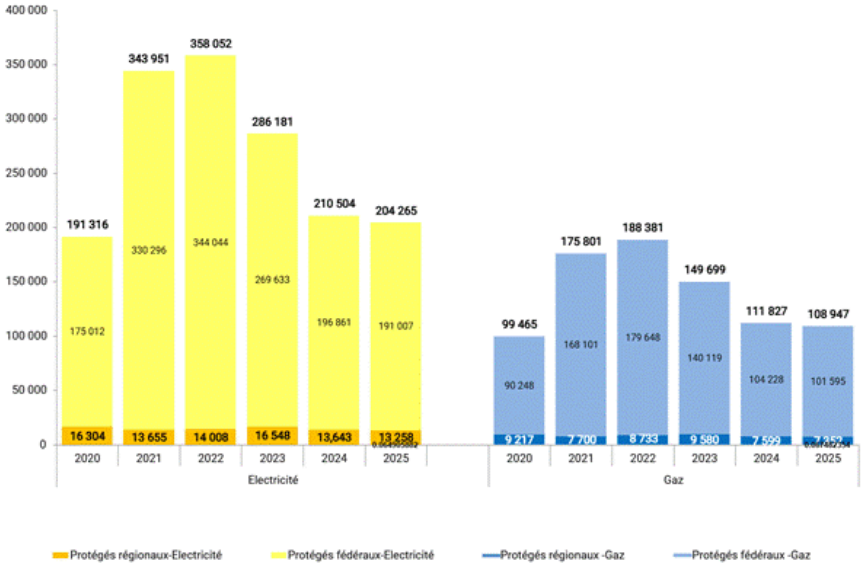


Figure 120 : Évolution du nombre de clients protégés (répartition en fonction de la catégorie régionale ou fédérale à laquelle ils appartiennent)

4.1.1.3.4 La procédure applicable en cas de non-paiement

Des obligations de service public sont imposées aux fournisseurs ou aux GRD, quand celui-ci intervient au titre de fournisseur social, dès lors qu'un de leurs clients résidentiels est confronté à des difficultés de paiement de ses factures d'électricité ou de gaz. Les décrets électricité et gaz ainsi que les AGW OSP précisent les procédures et délais *minima* que les fournisseurs et les GRD sont tenus de respecter face à un client résidentiel en cas de non-paiement. Soulignons que ces procédures ont été fortement modifiées à la suite de l'entrée en vigueur des décrets « Juge de paix » le 1er janvier 2023.

Ces deux décrets visent à mieux informer les consommateurs sur les possibilités dont ils disposent en cas de difficultés de paiement de leur consommation, à clarifier les procédures et à prévoir l'intervention de la Justice de paix avant toute coupure d'électricité ou de gaz à la suite d'une situation de défaut de paiement.

Rappelons qu'avant l'entrée en vigueur de ces décrets, lorsque le client en défaut de paiement refusait le prépaiement ou qu'il n'était pas présent lors du passage du GRD pour activer le prépaiement, la suite de la procédure, en l'absence de réaction de l'URD, prévoyait la coupure de l'alimentation en électricité ou en gaz.

De manière simplifiée, la procédure prévue par la législation wallonne en 2025 reprend les étapes suivantes :

- le client reçoit une facture de son fournisseur dont l'échéance ne peut être inférieure à 15 jours ;
- si le client n'a pas acquitté sa facture à l'échéance, le fournisseur lui envoie un rappel dont la nouvelle échéance de paiement ne peut être inférieure à quatorze jours ;
- si, au terme du délai minimal de 14 jours précisé dans le courrier de rappel, le client n'a pas réagi, et que le montant de sa dette atteint au minimum 100 euros (ou 200 euros dans le cas d'une facture combinée), le fournisseur lui envoie une mise en demeure par voie postale simple et par courrier recommandé lui octroyant un ultime délai de quinze jours pour régulariser sa situation. Le courrier de mise en demeure est accompagné d'un formulaire proposant au client différentes options afin de l'aider à régulariser sa situation

(demander un plan de paiement, demander l'activation de la fonction de prépaiement, demander de l'aide aux CPAS, faire appel au service régional de médiation pour l'énergie, demander le lancement d'une procédure de médiation de dettes, demander la saisine du juge de paix) ;

- Si, après l'envoi du rappel et de la mise en demeure, le client n'a pas réglé sa facture ou contacté son fournisseur en vue de conclure un plan de paiement raisonnable, le fournisseur peut le déclarer en défaut de paiement. Le fournisseur doit informer le client qu'il est en défaut de paiement et joindre à nouveau à son courrier le formulaire proposant les options présentées ci-dessus ;
- Trente jours après l'envoi du courrier déclarant le client en défaut de paiement, en l'absence de réaction du client, le fournisseur peut initier une demande d'activation du prépaiement auprès du GRD ou saisir le juge de paix ;
- Si le client refuse le prépaiement ou est absent lors des deux passages du GRD pour activer le prépaiement, le fournisseur peut également introduire le dossier devant le juge de paix.

4.1.1.3.5 Rappel et mise en demeure

Dans le courant de l'année 2025, 31,8 % de l'ensemble des clients résidentiels wallons ont reçu au moins un courrier de rappel en électricité. Sur la même période, 10,2 % de la clientèle a reçu au moins une mise en demeure. Ces pourcentages sont quasi similaires à ceux observés en 2024.

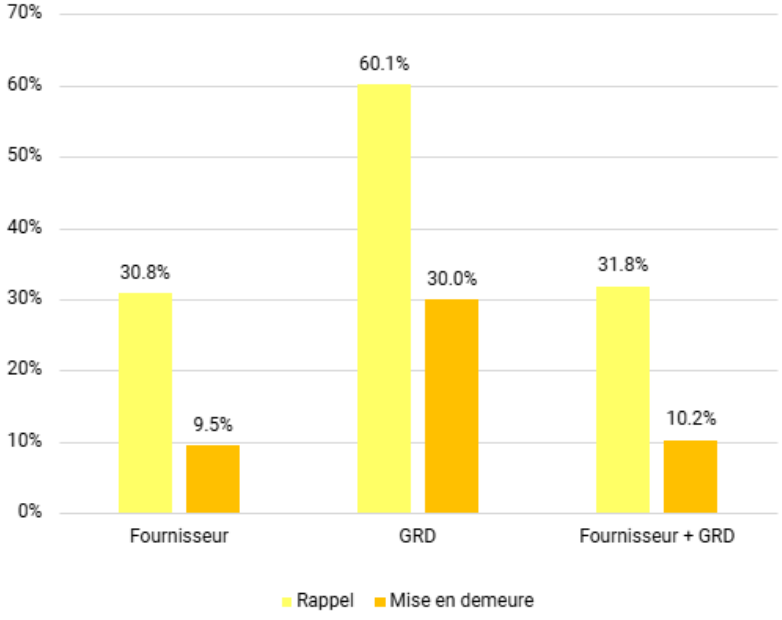


Figure 121 : Pourcentage de la clientèle résidentielle ayant reçu au moins un rappel/mise en demeure en électricité en 2025

Étant donné que les clients gaz sont également clients pour l'électricité, et pour la plupart auprès du même fournisseur, la procédure de recouvrement est alors initiée pour les deux énergies, sans pouvoir distinguer de manière précise les situations de non-paiement spécifiques à l'un des deux vecteurs énergétiques. La CWaPE observe toutefois, qu'au total, les pourcentages de clients ayant reçu au moins un rappel ou au moins une mise en demeure en gaz en 2025 sont plus élevés que ceux constatés pour l'électricité.

Ainsi, en 2025, 37 % du total de la clientèle résidentielle a reçu au moins un courrier de rappel en gaz. Ce pourcentage est légèrement supérieur à celui constaté en 2024 où il était de 36,7%. Sur la même période, 12,7 % du total des clients résidentiels en gaz ont reçu un courrier de mise en demeure. Ce pourcentage est légèrement inférieur par rapport à celui observé pour l'année précédente (13 %).

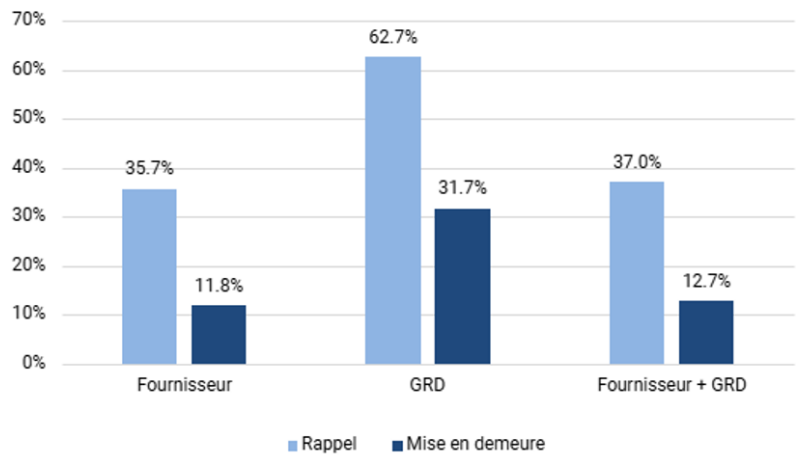


Figure 122 : Pourcentage de la clientèle résidentielle ayant reçu au moins un rappel/mise en demeure en gaz en 2025

4.1.1.3.6 Le plan de paiement

Les décrets électricité et gaz précisent que le client a la possibilité demander un plan de paiement à son fournisseur pour le règlement de ses factures.

Les fournisseurs sont généralement favorables à l'établissement de plans de paiement dont les conditions d'octroi dépendent principalement de l'historique de paiement du client auprès du fournisseur, du montant de la dette ou du stade de la procédure de défaut de paiement auquel il se trouve. Dans les cas où le plan de paiement a été négocié par l'intermédiaire du CPAS, les fournisseurs ont tendance à faire preuve de davantage de souplesse.

- En électricité

Au cours de l'année 2025, les fournisseurs et les GRD ont octroyé au moins un plan de paiement à près **de 6,8 %** de l'ensemble des clients résidentiels. Ce pourcentage est quasi similaire à celui constaté pour l'année précédente.

Les plans de paiement octroyés en 2025 pour l'ensemble des clients résidentiels avaient en **moyenne une durée de 7,7 mois pour un montant mensuel moyen de 96,8 €.**

Le pourcentage de plans de paiement non suivis en électricité parmi le total des plans de paiement octroyés aux clients résidentiels dont au moins une échéance tombait en 2025 s'élève à **35,6 %.**

- En gaz

En gaz, 9,7% des clients se sont vus octroyés au moins un plan de paiement par les fournisseurs et les GRD dans le courant de l'année 2025. Ce pourcentage est légèrement supérieur à celui constaté pour l'année 2024, où il s'élevait à 9,2 %.

La durée des plans de paiement octroyés en 2025 en gaz pour l'ensemble des clients résidentiels était en **moyenne de 7,7 mois et le montant mensuel moyen s'élevait à 86,7 EUR.**

Le pourcentage de plans de paiement non suivis parmi le total des plans de paiement dont au moins une échéance tombait en 2025 en gaz s'élève à 36,4 %.

4.1.1.3.7 Compteur à prépaiement

- ***En électricité***

Le nombre total **d'activations effectives du prépaiement** en électricité en 2025 s'élève à 18 332, soit **une augmentation de 1,2 %** par rapport à l'année 2024.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du nombre de placements de compteurs à prépaiement en électricité sur les 10 dernières années en distinguant les clients protégés et les clients non protégés. Les diminutions du nombre de placement qu'on peut constater en 2020 et 2021 sont la conséquence de dispositions qui avaient été prises durant la crise du COVID-19 pour interdire le placement des compteurs à prépaiement.

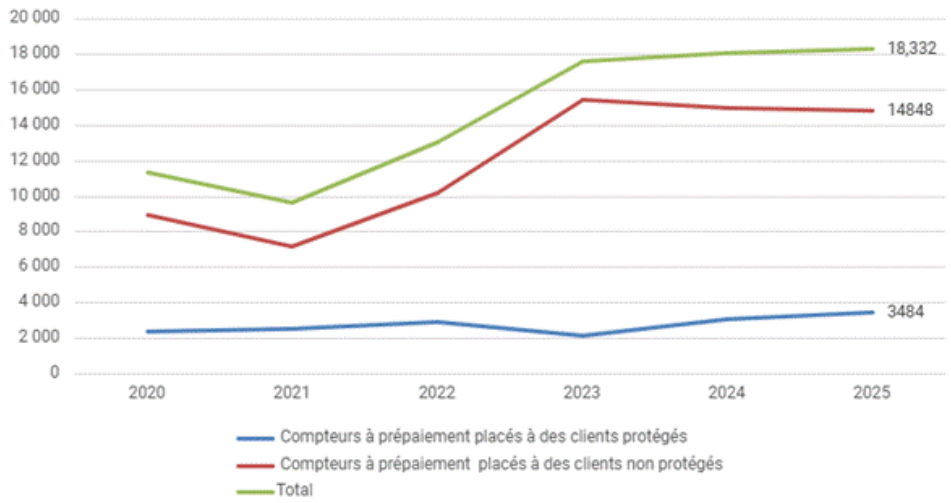


Figure 123 : Évolution du nombre de placements de compteur à budget (électricité)

Fin 2025, le nombre total de compteurs à prépaiement actifs[205] pour l'électricité placés sur le territoire de la Wallonie s'élevait à **59.294**., nombre légèrement inférieur à celui de l'année 2024 où il était de 61.725. Parmi ceux-ci, **98 ,8 % d'entre eux étaient des compteurs communicants avec la fonction de prépaiement activée et 1,2 % étaient des compteurs à budget (compteurs à carte)**.

Soulignons qu'à partir de 2026, la solution technique des compteurs à budget (compteur à carte) prendra fin. Les GRD's sont donc dans **l'obligation de remplacer l'ensemble des compteurs à budget actifs par des compteurs communicants en prépaiement**. La CWaPE a publié en mai 2025 une communication relative à la fin des compteurs à cartes.

Quelques **3,5 %** de l'ensemble des clients résidentiels wallons disposaient d'un compteur à prépaiement actif en électricité fin 2025. Le pourcentage **des clients protégés** équipés d'un compteur à prépaiement actif s'élevait à **7,4 %,**

- ***En gaz***

Le nombre total d'activations effectives du prépaiement en gaz en 2025 **diminue de 1,7% par rapport** à l'année précédente pour arriver à un total de 5 752 activations du prépaiement en gaz. Parmi celles-ci, 1 367 activations du prépaiement ont eu lieu auprès de clients protégés et 4 385 auprès de clients non protégés.

[205] Certains compteurs à budget peuvent avoir la fonction de prépaiement désactivée. Ils fonctionnent alors comme des compteurs normaux.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du nombre de placements de compteurs à prépaiement en gaz sur les dix dernières années en distinguant les clients protégés et les clients non protégés.

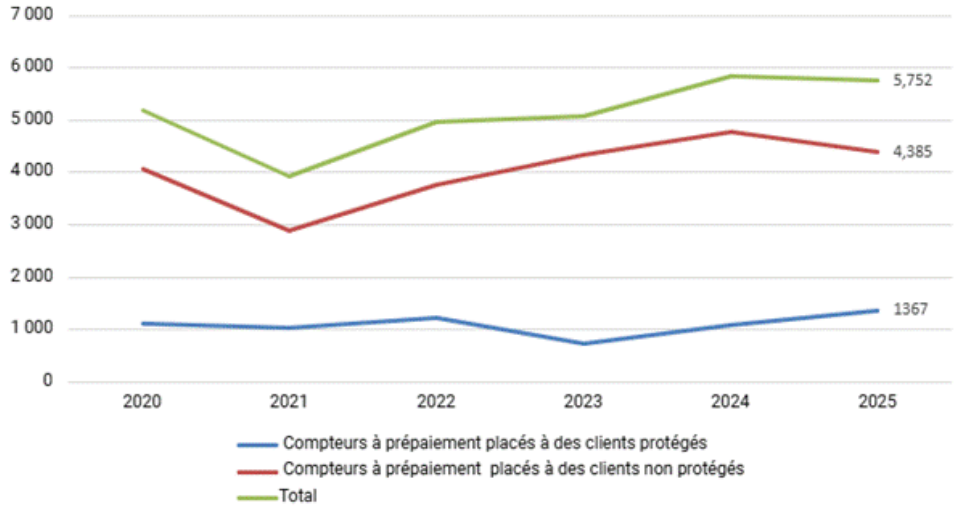


Figure 124 : Evolution du nombre de placements de compteur à budget (gaz)

Fin 2025, le nombre de compteurs à prépaiement en gaz actifs sur le territoire de la Wallonie s'élevait à 23 668, **96,3 % d'entre eux, étaient des compteurs communicants avec la fonction de prépaiement activée, 3,7% étaient des compteurs à budget.**

Comme indiqué précédemment, à partir de 2026, la solution technique des compteurs à budget (compteur à carte) prendra fin. Les GRD's sont donc dans **l'obligation de remplacer l'ensemble des compteurs à budget actifs par des compteurs communicants en prépaiement**

Quelques 3,3 % de l'ensemble des clients résidentiels wallons disposent d'un compteur à prépaiement actif en gaz fin 2025. Le pourcentage de clients **protégés** équipés d'un compteur à prépaiement fin 2025 s'élève à 6%

4.1.1.3.8 Les coupures

La législation wallonne prévoit certaines situations dans lesquelles des interruptions de la fourniture d'électricité ou de gaz d'un client résidentiel wallon sont autorisées moyennant le respect d'une procédure définie. Il s'agit notamment des cas suivants :

- la coupure consécutive à un déménagement problématique ;
- la coupure faisant suite à une fin de contrat (ou suite à un EOC) (cette coupure ne peut avoir lieu en période hivernale) ;
- La coupure à la suite d'une décision du juge de paix (ou CUT OFF) (cette coupure ne peut avoir lieu en période hivernale) ;
- Les coupures lorsque la sécurité des biens ou des personnes est gravement menacée ;

Soulignons que, depuis l'entrée en vigueur des décrets juge de paix (entrés en vigueur au 1er janvier 2023), les coupures consécutives à refus du prépaiement sont interdites (sauf sur autorisation du juge de paix)

En 2025, les GRD ont procédé à un total de 9 114 suspensions de la fourniture d'électricité et à 3 819 coupures en gaz. Le nombre total de coupures, toutes causes confondues, augmente de 31,4 % en électricité et de 20,7 % en 2025 par rapport à l'année 2024.

L'augmentation importante du nombre de coupures en 2025 est principalement due à une accentuation des coupures pour absence de contrat conclu (notamment à la suite d'une procédure « d'End Of Contrat » (ou EOC) lancée par un fournisseur) ainsi qu'à une aggravation du nombre de coupures consécutives à un déménagement problématique.

Ainsi, es coupures suite à un EOC opérées en 2025 augmentent de 88,1% en électricité et de 86,9% en gaz par rapport à l'année 2024.

Le tableau ci-dessous illustre le nombre et les raisons des coupures en électricité et en gaz en 2025 en Région wallonne pour les clients résidentiels.

	Electricité			Gas		
	2025	% Total de suspension	Evolution 2024-2025	2025	% Total de suspension	Evolution 2024-2025
Absence de contrat conclu(EOC)	4 084	44,80%	88,10%	1650	43,20%	86,90%
de la procédure de déménagement	4 929	54,10%	4,20%	2143	56,10%	-5,80%
Décision justice de paix (Cut Off)	13	0,10%	62,50%	0	0,00%	-100,00%
des personnes menacées (fraudes)	88	1,00%	193,30%	26	0,70%	2500,00%
Total	**9 114**		31,40%	**3819**		20,70%

Figure 125 : nombre et raisons des coupures en électricité et en gaz en 2025 en Région wallonne pour les clients industriels

4.1.1.4 Région Bruxelles-Capitale

Cette section examine dès lors la vulnérabilité énergétique en Région de Bruxelles-Capitale, à travers l'analyse des impayés, de l'endettement et des coupures, ainsi que des dispositifs de protection visant à en limiter les conséquences.

4.1.1.4.1 Impayés, dettes et précarité

- La procédure en cas de non-paiement pour les clients résidentiels :

Dès qu'un client résidentiel connaît des difficultés dans le paiement de ses factures d'électricité ou de gaz, son fournisseur ou son GRD (quand ce dernier intervient comme fournisseur du client) se doit de respecter certaines étapes ainsi que des délais minima déterminés dans les ordonnances électricité et gaz[206].

- Rappel et mise en demeure

[206] Pour un rappel des procédures de recouvrement, veuillez consulter nos rapports précédents.

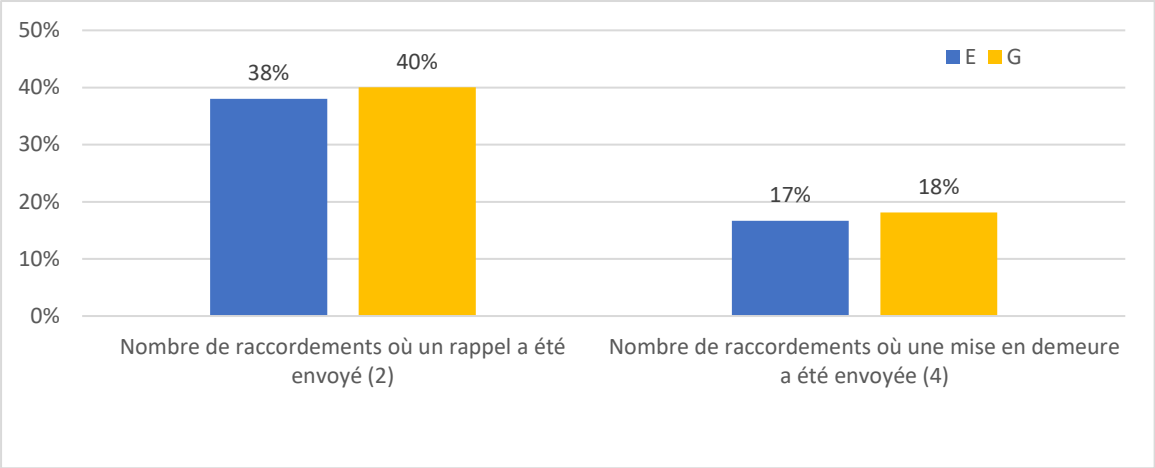


Figure 126 : Part des clients ayant reçu un rappel/mise en demeure (MED) en électricité et en gaz (source : Brugel)

Au 31 décembre 2025, 38% des ménages avaient reçu au moins un rappel de leur facture d'électricité durant l'année et 17% d'entre eux avaient reçu une mise en demeure. Ces chiffres sont similaires à ceux des années précédentes.

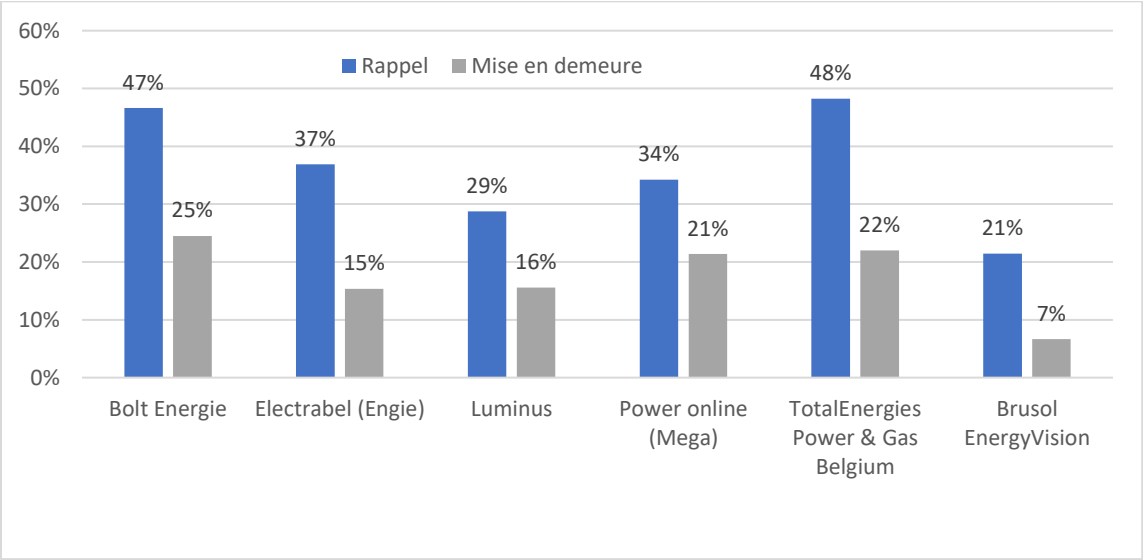


Figure 127 : Part de la clientèle ayant reçu au moins un rappel /mise en demeure (MED) en électricité (exprimé par fournisseur en % de leur clientèle résidentielle) (source : Brugel)

Il existe des variations parfois très importantes entre les fournisseurs. Cette différence est pour partie liée à une politique commerciale choisie et assumée ainsi qu'à l'attention portée par l'acteur commercial à l'optimisation des procédures internes de recouvrement de créances et au développement des systèmes informatiques qui y sont liés.

Néanmoins, on constate que les fournisseurs présents sur le marché bruxellois continuent à travailler pour rendre leur procédure plus réactive et éviter un emballement de la dette qui laisserait toute résolution de l'endettement impossible.

- Répartition des ayant droit au tarif social par fournisseur

Figure 128 - Répartition de la clientèle bénéficiant du TSS par fournisseur (électricité)

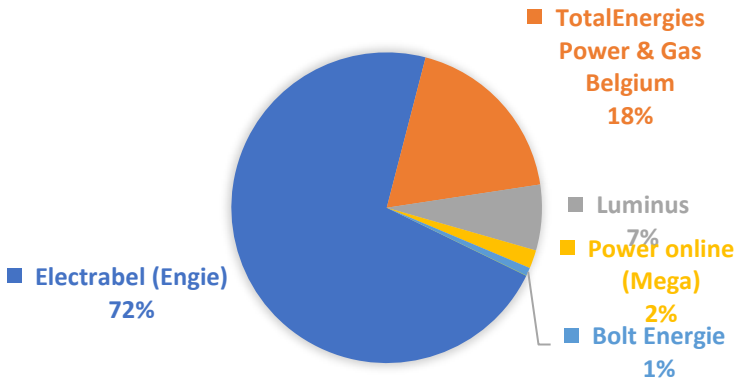


Figure 129 : Répartition de la clientèle bénéficiant du TSS par fournisseur (électricité) (source : Brugel)

La répartition des clients bénéficiaires du tarif social par fournisseur est conforme à la répartition des parts de marché en Région de Bruxelles-Capitale.

En RBC, 14% des ménages bruxellois bénéficient du tarif social.

- Le montant de la dette du client chez le fournisseur commercial
  - Pour les clients actifs

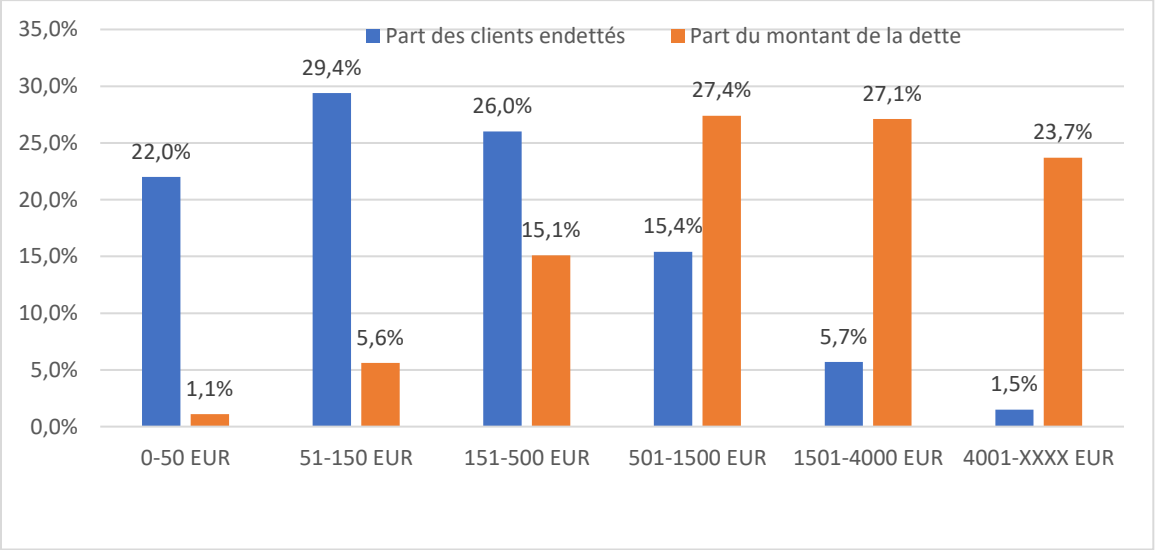


Figure 130 : Répartition des clients actifs endettés et du montant de la dette en électricité, par tranche de montant – Décembre 2025 (source : Brugel)

Au 31 décembre 2025, 51,4% des clients endettés présentaient une dette ouverte inférieure à 150 € pour leur facture d'électricité, contre 47,5% en 2024. Le graphique ci-après illustre, par tranches de montant, le nombre de clients actifs concernés, représentés en bleu.

En parallèle, pour ces mêmes tranches, le montant total de l'endettement à charge des fournisseurs a été calculé et est représenté en rouge.

Dès lors, cette évolution traduit une concentration progressive de la dette sur des montants plus modestes, suggérant une fragilisation diffuse mais généralisée : concrètement, malgré la baisse du montant de la facture d'énergie, le client bruxellois a de plus en plus de mal à honorer ses obligations.

À l'inverse, un nombre limité de clients continue de porter l'essentiel de la charge : 21,1% d'entre eux représentent à eux seuls 78% de l'endettement total. Ces chiffres sont en augmentation par rapport aux trois derniers rapports.

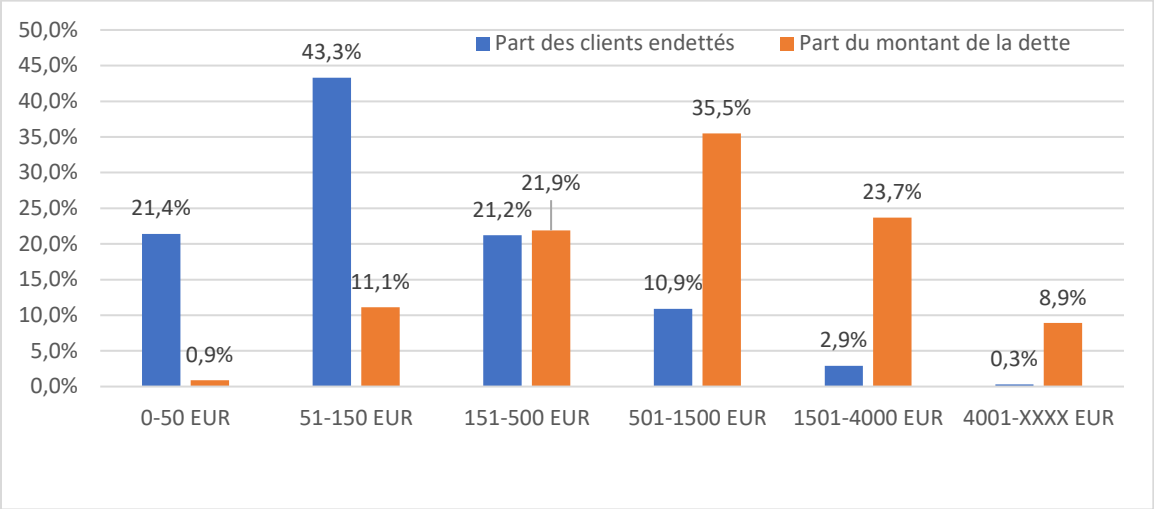


Figure 131 : Répartition des clients actifs endettés et du montant de la dette en gaz, par tranche de montant – Décembre 2025 (source : Brugel)

On constate que pour 64,7% des clients actifs qui ont une dette, celle-ci est de moins de 300€ (contre 59,1% en 2024).

Par ailleurs, 14,1% des clients (contre 12,6 % en 2024) qui sont endettés détiennent 66,1% (contre 53,6% en 2004) du volume total de la dette avec des montants allant de + 1000€ à plus de 8000€.

De plus, comme pour l'électricité, malgré la baisse du prix du gaz, la situation d'endettement des ménages bruxellois continue d'augmenter.

Au final, **le pourcentage de ménages aux prises avec ces dettes importantes peut apparaitre comme un indicateur de difficultés systémiques à payer leur facture d'énergie**.

- Les plans de paiement

La figure ci-après donne un aperçu de la proportion de plans de paiement octroyés par les fournisseurs au cours de l'année 2025 par facture (G et E).

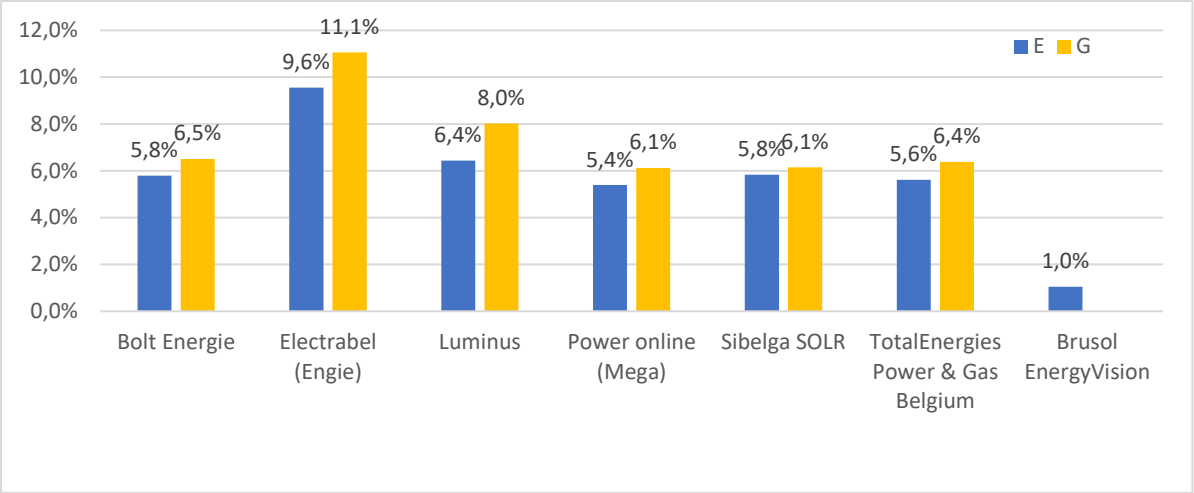


Figure 132 : Pourcentage de plans de paiement octroyé par fournisseur (source : Brugel)

Il est constaté de fortes différences entre fournisseurs concernant le pourcentage de plan de paiement des clients actifs et inactifs. Celle-ci résulte de la politique propre à chaque fournisseur, élaborée dans le cadre de la récupération de créances.

Certains fournisseurs octroient de longs plans d'apurement, d'autres se tournant plus rapidement vers la justice de paix ou la non-reconduction du contrat.

Néanmoins, on constate que près de 10% des clients d'Engie, qui rappelons-le détient 73% du marché bruxellois, ont un plan de paiement.

- Montants totaux des dettes

Le montant total des dettes aux fournisseurs représente quelque 137 millions € (+ 17 millions sur un an).

Par ailleurs, on constate une augmentation importante des dettes des clients inactifs et une stabilisation de celles des clients actifs. Les fournisseurs ont également placé des montants plus importants en irrécouvrables.

Concrètement, cela signifie une nouvelle dégradation de la situation du portefeuille clients mais également que les dettes des clients inactifs risquent, pour partie, de se retrouver en irrécouvrables dans les années à venir, entrainant une perte directe pour les fournisseurs.

A noter que ce phénomène avait été anticipé dans le rapport 2024 et se concrétise désormais, malheureusement.

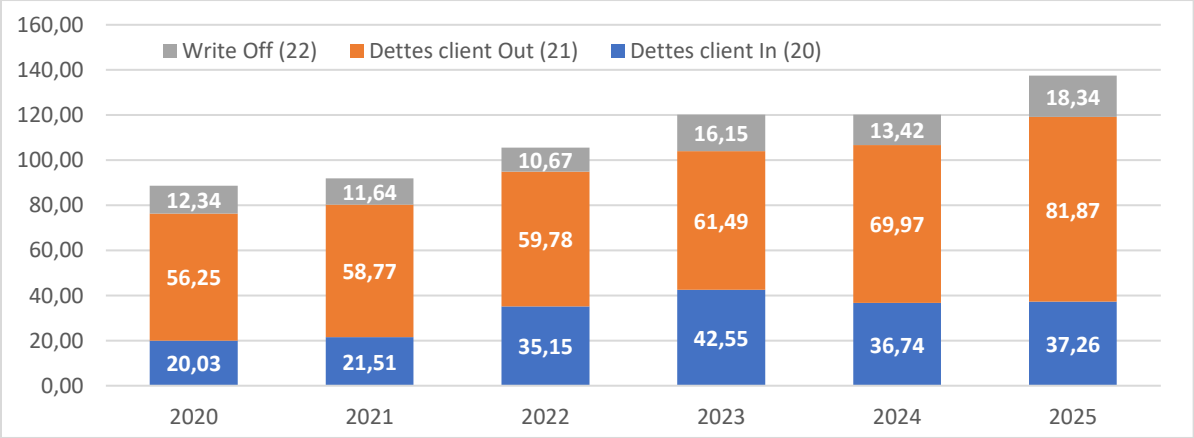


Figure 133 : Evolution des montants (en M€) totaux des dettes (dettes in, out et irrécouvrables) de 2020 à 2025

Concrètement, si on ramène ces chiffres à l'ensembles de ménages résidentiels alimentés en électricité et gaz, cela correspond à un montant de 258 €/client. Par comparaison, en Région wallonne, le montant est de 144 €[207]

- Les coupures

En 2025, on comptait **2.351 coupures** en électricité réparties comme suit : lors d' un EOC (soit 46%) et par une décision de justice de paix. [208] En comparaison, en 2024 on a compté 1.861 coupures. La différence entre 2024 et 2025 porte sur l'augmentation importante du nombre de coupures suite à une décision de justice de paix (+30%).

Cette augmentation traduit une pression croissante sur les ménages en difficultés, et témoigne du recours plus fréquent aux procédures de coupure, tant contractuelles que judiciaires et ce, dans un contexte socio-économique difficile pour une partie de la population bruxelloise.

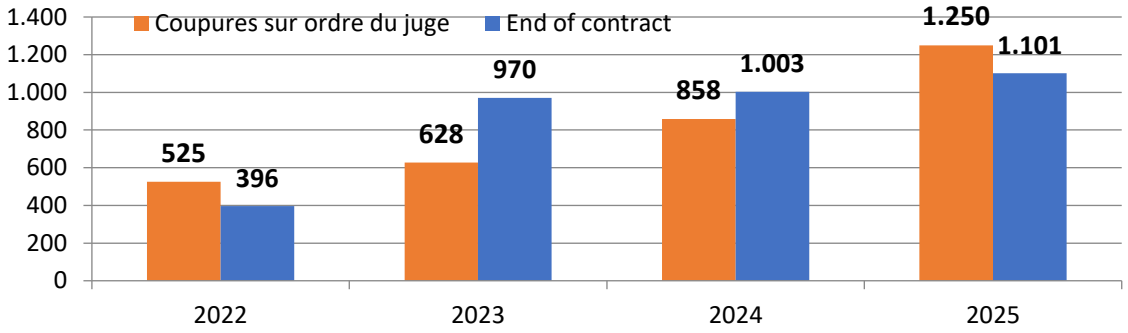


Figure 134 : Évolution du nombre de coupures de 2021 à 2025 – Juge de paix et EOC (source : SIBELGA)

4.1.1.4.2 Cadre et dispositifs de protection régionale

La protection régionale vise avant tout à permettre aux consommateurs de disposer de biens de première nécessité et à éviter la coupure. Les différentes mesures régionales mises en œuvre à cet effet et exécutées par Sibelga sont ventilées comme suit :

- La clientèle sociale

Les ordonnances électricité et gaz prévoient la reconnaissance du statut de client protégé pour les consommateurs rencontrant des difficultés de paiement, et sous le coup d'une mise en demeure, selon quatre voies distinctes.

Premièrement, un client mis en demeure pour impayés par son fournisseur commercial peut être reconnu comme client protégé par Sibelga, lorsqu'il bénéficie du tarif social spécifique et/ou qu'il est engagé dans une procédure de médiation de dettes ou de règlement collectif de dettes, pour autant qu'il puisse en apporter la preuve.

[207] Données fournies par la CWaPE. Les requêtes du régulateur wallon adressées aux fournisseurs et GRD sont similaires à celles de BRUGEL. Le VNR ne détient pas ces données.
[208] Toutes les informations relatives aux coupures se retrouvent sur notre Observatoires des indicateurs sociaux Microsoft Power BI

Deuxièmement, le statut peut être octroyé par un CPAS, sur la base d'une enquête sociale établissant la situation de vulnérabilité du ménage.

Troisièmement, BRUGEL peut octroyer le statut de client protégé lorsque les revenus du ménage sont inférieurs à un plafond déterminé, tenant compte de la composition familiale.

Enfin, le statut est également accordé aux bénéficiaires de l'intervention majorée (BIM) en matière de soins de santé, statut reconnu par les mutualités selon des critères définis réglementairement.

Le cadre légal précise en outre que la reconnaissance du statut par BRUGEL peut intervenir indépendamment des autres mécanismes, que le statut est attribué séparément pour l'électricité et le gaz, et qu'il peut être retiré si le client n'est plus en mesure de démontrer qu'il remplit toujours les conditions requises.

Le régime de la fourniture hivernale vise à garantir la continuité de l'alimentation des clients résidentiels pendant la période de trêve hivernale, du 1er octobre au 31 mars. Durant cette période, une coupure autorisée par le juge de paix ne peut être exécutée.

En cas de résiliation judiciaire du contrat par un fournisseur commercial, Sibelga assure dès lors la fourniture d'énergie au tarif social jusqu'à la fin de la trêve.

De plus, dispositif a été étendu aux ménages arrivant en fin de contrat durant l'hiver sans avoir conclu un nouvel accord avec un fournisseur commercial (*End of Contract – EOC*). Afin de limiter les situations de rupture à la sortie de l'hiver

La fourniture garantie, introduite par l'ordonnance de 2022, constitue un mécanisme distinct. Il s'agit d'un contrat autonome d'une durée d'un an, activable exclusivement par le CPAS dans des situations ciblées : absence effective d'alimentation ou présence de dettes auprès d'au moins deux fournisseurs. Ce dispositif peut être reconduit, sous réserve de l'absence d'arriérés supérieurs à 300 € auprès du fournisseur de dernier ressort, et offre ainsi un cadre plus structurel pour la gestion de situations de vulnérabilité persistante.

- Suivi de la clientèle sociale

En 2025, le nombre total de clients protégés se stabilise, passant de 18.429 fin 2024 à **18.048 fin 2025** (électricité et gaz). Cette relative stabilité globale masque toutefois des évolutions contrastées selon les catégories de protection.

Hors fourniture hivernale (y compris EOC[209]) et fourniture garantie, le nombre de clients protégés recule de manière significative, avec une baisse de 7,5%, pour s'établir à 15.840 clients fin 2025, contre 17.130 un an plus tôt.

À l'inverse, **la fourniture hivernale connaît une progression.** Le nombre de clients en fourniture hivernale suite à une décision de justice de paix augmente légèrement, tandis que **la fourniture hivernale EOC enregistre une hausse très marquée**, avec près d'un triplement du nombre de bénéficiaires par rapport à 2024.

Cette évolution peut interroger au regard des données relatives aux coupures (voir infra), qui mettent en évidence une nette augmentation des coupures consécutives aux décisions de justice de paix, parallèlement à une stabilisation de celles liées aux situations de fin de contrat.

Enfin, bien que la fourniture garantie concerne un volume limité de clients, elle demeure un outil pertinent pour les CPAS, en leur permettant d'apporter une réponse rapide et opérationnelle à certaines situations de vulnérabilité aiguë.

[209] EOC = *End Of Contract*.

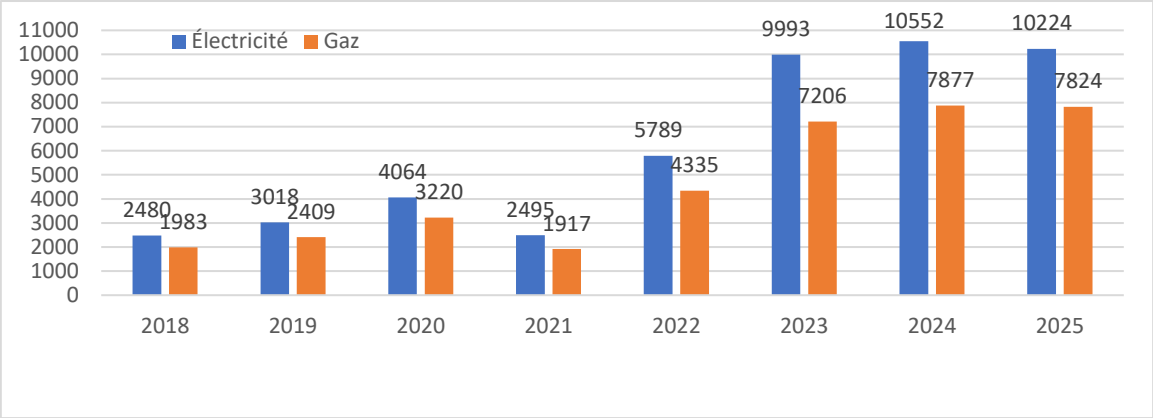


Figure 135 : Nombre de clients protégés et hivernaux : Evolution de 2021 à 2025 (G&E) (source : Sibelga)

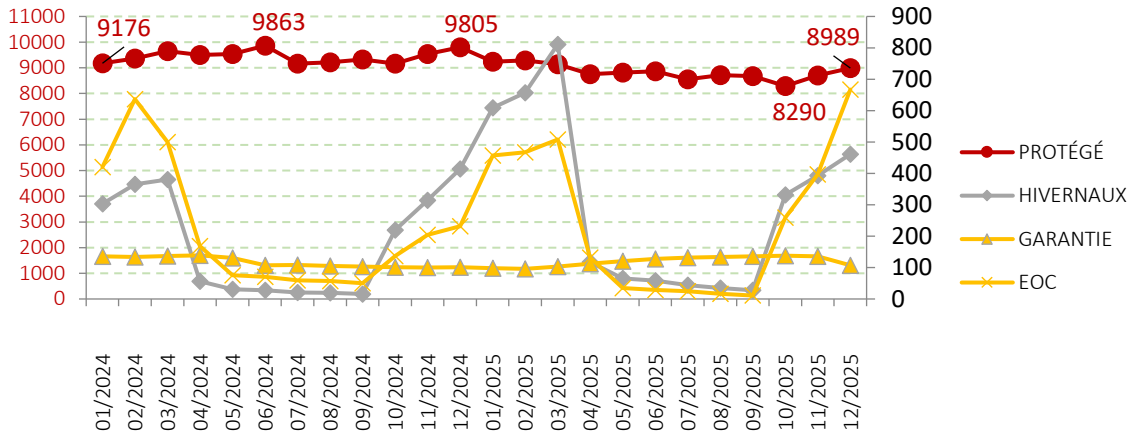


Figure 136 : Evolution mensuelle du nombre de clients protégés, en fourniture garantie et hivernaux en 2024 et 2025 (Electricité) (source : Brugel)

- Les clients protégés

  - Canaux d'octroi des clients protégés

En 2025, **le transfert automatique** demeure, comme les années précédentes, le principal vecteur d'accès au statut de client protégé. Bien que ce canal poursuive sa légère diminution pour la deuxième année consécutive, il représente largement la première voie d'entrée, concentrant **61,17%** des nouvelles reconnaissances.

S'agissant des autres modalités d'accès, on observe une progression modérée des reconnaissances passant par les **CPAS (20,07%)** ou par le statut **BIM(2.62%),** tandis que la part des entrées via **BRUGEL (13,75%)** reste globalement stable[210].

[210] Toutes les informations relatives aux clients protégés via le canal BRUGEL sont reprise dans l'avis 414 relatif à « l'évaluation relative aux prix facturés aux clients finals en 2025 et à l'impact de l'évolution de ces prix sur le nombre de ménages candidats au statut de client protégé » Rapport-Avis BRUGEL .

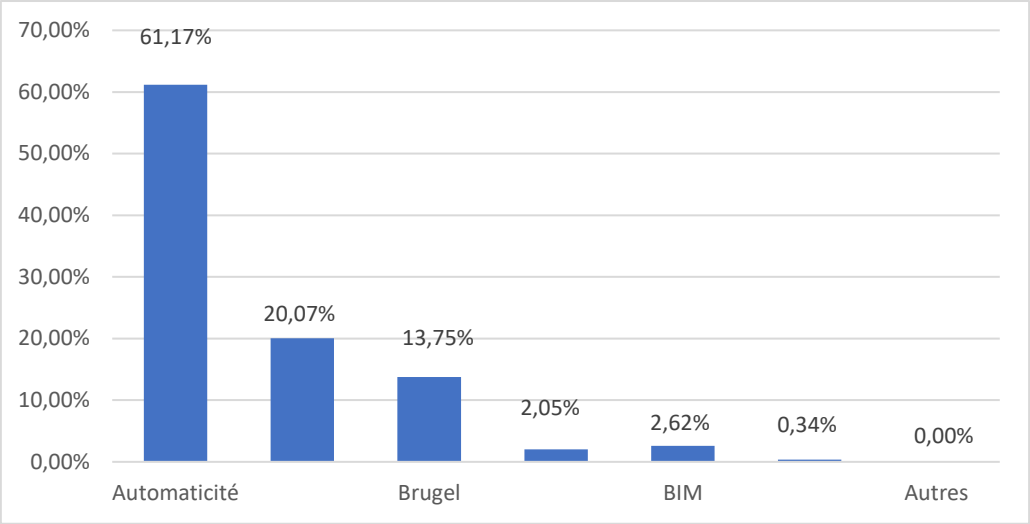


Figure 137 : Répartition des clients protégés selon le canal d'octroi – 2025 (source : Sibelga)

- Coût de la clientèle sociale à charge de Sibelga

Pour mémoire, les frais de gestion relatifs aux clients protégés et aux clients bénéficiant de la fourniture hivernale présentent un caractère mixte, en ce qu'ils concernent à la fois l'électricité et le gaz.[211]

Par ailleurs, dans le cadre du projet MSP, un budget spécifique a été inscrit au programme 2025 afin de couvrir la mise en œuvre des adaptations systèmes restant liées aux impacts de l'ordonnance de 2022.

A ce titre, Sibelga a lancé plusieurs initiatives préparatoires engagées en amont du projet intégré au programme MSP 2026, lesquelles visent **le renforcement des procédures de recouvrement applicables aux clients protégés**.

	Programme MSP 2025			Réalisé à fin 2025					
	Élec.	Gaz	**Total**	Élec.	% budget	Gaz	% budget	**Total**	**% budget**
Personnel	839,0	451,8	**1.290,7**	789,2	94,1%	425,0	94,1%	**1.214,2**	**94,1%**
Frais de fonct. directs & Recouvrement	313,9	169,0	**483,0**	281,0	89,5%	150,0	88,7%	**430,9**	**89,2%**
Frais indirects	668,1	359,8	**1.027,9**	607,7	91,0%	327,3	91,0%	**935,0**	**91,0%**
Projet MSP	44,9	24,2	**69,1**	63,8	142,0%	34,4	142,0%	**98,2**	**142,0%**
Total	**1.866,0**	**1.004,7**	**2.870,7**	**1.741,8**	**93,3%**	**936,5**	**93,2%**	**2.678,3**	**93,3%**

Figure 138 : Coût service gestion clientèle protégée 2025 (en milliers d'Euros) (source : Sibelga)

Pendant la trêve hivernale[212], aucune coupure n'est exécutée : Sibelga assure la fourniture au tarif social, y compris pour les clients en fin de contrat sans repreneur (« EOC »). Des actions préventives sont menées pour éviter les coupures après l'hiver. Sibelga a contacté en

[211] Depuis 2020, ces frais sont ventilés selon une clé de répartition conventionnelle fixée à 65% pour l'électricité et 35% pour le gaz.
[212] Du 1/10 au 31/03.

février 2025, 601 ménages pour les sensibiliser aux aides disponibles et à la nécessité de souscrire un contrat afin d'éviter une coupure.

	Programme MSP 2025			Réalisé à fin 2025					
	Élec.	Gaz	**Total**	Élec.	% budget	Gaz	% budget	**Total**	**% budget**
Facturation Clientèle	-5.313,1	-4.230,8	**-9.543,9**	-5.358,1	100,8%	-4.857,5	114,8%	**-10.215,6**	**107,0%**
Créances irrécouvrables (contre-passations & provisions)	1.277,5	1.017,3	**2.294,7**	1.854,3	145,2%	1.429,2	140,5%	**3.283,5**	**143,1%**
Achats d'énergie (y compris redevances et surcharges)	8.177,3	6.964,3	**15.141,6**	8.083,0	98,8%	6.673,7	95,8%	**14.756,7**	**97,5%**
Δ Prix Achat-Vente : pris en charge par le Fonds fédéral	-124,4	-259,3	**-383,8**	-660,4	530,7%	-708,9	273,3%	**-1.369,3**	**356,8%**
Dépenses non répercutées aux clients protégés[213]	407,5	337,1	**744,6**	386,3	94,8%	338,2	100,3%	**724,4**	**97,3%**
Total	**4.424,8**	**3.828,5**	**7.508,6**	**4.305,1**	**97,3%**	**2.874,7**	**75,1%**	**7.179,8**	**95,6%**

Figure 139 : Coûts de la fourniture d'énergie (en milliers d'euros) (source : Sibelga)

Le coût de la fourniture met en évidence des effets contrastés selon les segments.

D'une part, en **électricité**, la facturation reste globalement conforme aux prévisions, car la baisse liée à un nombre de clients protégés inférieur est compensée par un tarif social plus élevé.

D'autre part, pour le **gaz**, la facturation est en hausse, principalement sous l'effet d'un niveau de prix significativement plus élevé que prévu, malgré un nombre de clients plus faible.

Par ailleurs, les coûts d'achat d'énergie diminuent globalement en raison de prix et de volumes inférieurs aux hypothèses. Cette évolution favorable est toutefois partiellement neutralisée par l'apparition de coûts imprévus liés à la réconciliation FeReSo, qui pèsent négativement sur le résultat.

Au final, BRUGEL constate, comme chaque année, deux facteurs importants :

- Remboursement du Fonds fédéral
  Les montants pris en charge par le Fond fédéral pour les clients protégés ne couvrent pas la différence entre les achats et les ventes.
  Ceci s'explique majoritairement par le fait que SIBELGA applique le tarif social à 45 % des clients protégés, conformément aux dispositions régionales en vigueur, alors que ces clients ne sont pas bénéficiaires du tarif social selon la législation fédérale.
  Le Fond fédéral n'intervient donc pas pour rembourser la différence entre les montants d'achat d'énergie par SIBELGA et les montants facturés à ces clients.
  Dès lors, le coût du tarif social, à savoir cette différence, est à charge des utilisateurs de réseau bruxellois au travers des coûts OSP facturés par le gestionnaire de réseau de distribution**.** Le système présente un coût structurel pour les bruxellois.
- Les irrécouvrables à charge de Sibelga
  Ces derniers concernent le non-paiement des factures par ses clients protégés.

[213] Il s'agit de la cotisation sur l'énergie et des accises spéciales, prises en charge par Sibelga

BRUGEL est d'avis que ce coût pose question par rapport à ce qui s'observe chez les fournisseurs commerciaux.
Le régulateur est également d'avis que ces montants placés en irrecouvrable devraient faire l'objet d'une analyse plus approfondie en vue d'identifier les mesures nécessaires à mettre en place par SIBELGA pour les réduire.

Conclusion de la partie sociale :

L'analyse des indicateurs relatifs aux impayés, aux dettes et aux dispositifs de protection met en évidence une persistance, voire une intensification, de la vulnérabilité énergétique en Région de Bruxelles-Capitale.

Alors que les prix de marché ont globalement reculé, la situation financière des ménages ne s'est pas améliorée de manière significative.

Tout d'abord, la progression du volume total des dettes, combinée à une concentration accrue de celles-ci sur une part limitée de clients, traduit l'installation de difficultés structurelles de paiement.

Par ailleurs, l'augmentation du nombre de coupures, en particulier celles faisant suite à une décision judiciaire, souligne un durcissement des trajectoires d'endettement pour certains ménages.

Dans ce contexte, les dispositifs de protection régionaux continuent d'assurer, pour partie, leur rôle d'amortisseur, en garantissant l'accès à l'énergie et en limitant les ruptures d'approvisionnement.

Toutefois, l'évolution observée, notamment la hausse marquée de la fourniture hivernale liée aux situations de fin de contrat, interroge sur l'adéquation des mécanismes existants face à des formes de précarité plus diffuses et persistantes.

Au final, ces éléments confirment que la vulnérabilité énergétique ne se résume pas à une dynamique de prix, mais s'inscrit dans un contexte socio-économique plus large, nécessitant une attention continue de l'ensemble des acteurs du marché.

4.1.2 Consommateurs vulnérables

4.1.2.1 Définition du «consommateur vulnérable»

4.1.2.1.1 Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2025.

4.1.2.1.2 Région flamande

Dans la région flamande la notion «client protégé/consommateur vulnérable» est la même qu'au niveau fédéral.

4.1.2.1.3 Région wallonne

En Région wallonne la notion de « client protégé/consommateur vulnérable » est complétée par 3 catégories supplémentaires par rapport à la définition fédérale. Ces catégories supplémentaires ne sont valables que pour les clients résidentiels résidant en Région wallonne.

- Il s'agit des personnes (ou toute personne vivant chez le demandeur) bénéficiaires :
- d'une décision de guidance éducative de nature financière auprès du CPAS ;

- d'une médiation de dettes auprès d'un CPAS ou d'un centre de médiation de dettes agréé;
- d'un règlement collectif de dettes.

Pour de plus amples informations, le lecteur est renvoyé au chapitre 4.1.1.3. point réservé aux clients protégés.

4.1.2.1.4 Région Bruxelles-Capitale

Le tarif social[214] régional - clients protégés Bruxellois, est un statut temporaire qui ne peut être attribué qu'à un client avec une dette vis-à-vis de son fournisseur d'énergie. Cet avantage/ cette aide prend fin dès que la dette du client envers son fournisseur commercial est apurée.

4.1.2.2 Tarif social

4.1.2.2.1 Niveau fédéral

Les consommateurs vulnérables bénéficient d'un tarif social dont le montant est fixé par la CREG tous les 3 mois, depuis le 1er juillet 2020. Précédemment, la CREG en fixait le montant tous les 6 mois. Exprimé en €/kWh, ce tarif avantageux est identique chez tous les fournisseurs et tous les GRD (intercommunale ou régie). De manière simplifiée, le tarif social est égal à l'offre commerciale (parmi les fournisseurs) la plus avantageuse augmenté avec le tarif de distribution du GRD le plus bas.

Le résultat calculé pour l'électricité, majoré des taxes et prélèvements applicables (à savoir la cotisation fédérale, la redevance de raccordement en Wallonie et la cotisation fonds énergie en Flandre), est plafonné lorsque :

il est supérieur de plus de 10 % au tarif social de la période précédente.

il est supérieur de plus de 20 % à la moyenne des tarifs sociaux des quatre trimestres précédents.

Le plafonnement implique que le tarif social est limité au niveau du plus bas de ces deux plafonds.

Le résultat calculé pour le gaz naturel, majoré des taxes et prélèvements applicables (à savoir la cotisation fédérale et la redevance de raccordement en Wallonie), est plafonné lorsque :

il est supérieur de plus de 15 % au tarif social de la période précédente.

il est supérieur de plus de 25 % à la moyenne des tarifs sociaux des quatre trimestres précédents.

Le plafonnement implique que le tarif social est limité au niveau du plus bas de ces deux plafonds.

- **Electricité**

Pour les clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié :

Les prix maximaux applicables par les gestionnaires de réseau de distribution aux clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié (également appelés « clients droppés ») sont calculés trimestriellement par les gestionnaires de réseau de distribution et vérifiés par la CREG. Ils sont établis comme suit : prix de l'énergie + transport + distribution + marge. La CREG est également chargée du suivi des modalités de calcul de la marge.

[214] Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2020, page 191/213.
Voir site BRUGEL « Statut client protégé ».

Pour les clients protégés résidentiels :

Conformément à la législation en vigueur[215], la CREG a fixé les prix maximaux sociaux (ou « tarifs sociaux ») pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels protégés; qui sont applicables du 1er janvier 2025 au 31 mars 2025, du 1er avril 2025 au 30 juin 2025, du 1er juillet 2025 au 30 septembre 2025 et du 1er octobre 2025 au 31 décembre 2025.

Le tarif social pour la fourniture d'électricité pour la période du 1er janvier 2025 au 31 mars 2025 s'élevait, hors TVA, à :

- 19,637 c€/kWh (0,19637 €/kWh) pour le tarif simple ;
- 20,059 c€/kWh (0,20059 €/kWh) pour le tarif bi-horaire (heures pleines) ;
- 19,307 c€/kWh (0,19307 €/kWh) pour le tarif bi-horaire (heures creuses) ;
- 16,634 c€/kWh (0,16634 €/kWh) pour le tarif exclusif de nuit.

Le tarif social pour la fourniture d'électricité pour la période du 1er avril 2025 au 30 juin 2025 s'élevait, hors TVA, à :

- 21,262 c€/kWh (0,21262 €/kWh) pour le tarif simple ;
- 21,716 c€/kWh (0,21716 €/kWh) pour le tarif bi-horaire (heures pleines) ;
- 20,909 c€/kWh (0,20909 €/kWh) pour le tarif bi-horaire (heures creuses) ;
- 18,298 c€/kWh (0,18298 €/kWh) pour le tarif exclusif de nuit.

Le tarif social pour la fourniture d'électricité pour la période du 1er juillet 2025 au 30 septembre 2025 s'élevait, hors TVA, à :

- 22,494 c€/kWh (0,22494 €/kWh) pour le tarif simple ;- 22,977 c€/kWh (0,22977 €/kWh) pour le tarif bi-horaire (heures pleines) ;
- 22,977 c€/kWh (0,22977 €/kWh) pour le tarif bi-horaire (heures pleines)
- 22,117 c€/kWh (0,22117 €/kWh) pour le tarif bi-horaire (heures creuses) ;
- 19,528 c€/kWh (0,19528 €/kWh) pour le tarif exclusif de nuit.

Le tarif social pour la fourniture d'électricité pour la période du 1er octobre 2025 au 31 décembre 2025 s'élevait, hors TVA, à :

- 21,484 c€/kWh (0,21484 €/kWh) pour le tarif simple ;
- 21,848 c€/kWh (0,21848 €/kWh) pour le tarif bi-horaire (heures pleines) ;
- 19,584 c€/kWh (0,19584 €/kWh) pour le tarif bi-horaire (heures creuses) ;
- 16,506 c€/kWh (0,16506 €/kWh) pour le tarif exclusif de nuit.

Les tarifs des réseaux de transport et de distribution sont com pris dans ces tarifs.

Toutefois, le droit d'accise spécial que les clients protégés doivent payer depuis le 1er juillet 2023 (à un taux inférieur à celui des clients non protégés) et la redevance de raccorde ment en Wallonie ne sont pas compris dans ces tarifs sociaux.

Les clients protégés sont exonérés de la cotisation énergie.

[215] Voir le point 2.7 du rapport annuel 2025 de la CREG pour un résumé des dernières initiatives législatives concernant les prix maximaux

Par souci de transparence, la CREG publie une note explicative lors de la fixation de ses tarifs sociaux pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur.[216]

La CREG a également communiqué les composantes « énergie de référence » pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseaux de distribution, dans le cadre du remboursement des créances des clients protégés.

Depuis le 1er avril 2023, le calcul de ces composantes s'effectue différemment. Alors qu'auparavant, elles étaient calculées chaque trimestre sur la base des cotations forward et publiées avant la période d'application, elles sont désormais déterminées chaque mois sur la base des cotations spot et ne sont publiées qu'après la période concernée.

La CREG a aidé les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux de distribution à introduire leur demande de créance en publiant différents documents sur son site web (instructions classiques et BIM, instructions chaleur, modèle de rapport classique, modèle de rapport BIM, modèle de rapport chaleur, créance électricité classique, créance électricité BIM, créance gaz classique, créance gaz BIM).

La CREG a également émis un avis sur une proposition de ré solution relative à la réforme du tarif social pour l'énergie[217]. Sur la base des pistes de réforme contenues dans la proposition de résolution, la CREG est à nouveau favorable à l'inclusion d'un critère de revenu dans les conditions d'octroi du tarif social, en complément de l'octroi actuel basé sur le statut social.

La CREG estime qu'un système de tarif social différencié en fonction du revenu présenterait l'avantage de mieux cibler l'aide accordée. Afin de ne pas compliquer le système pour toutes les parties concernées, un maximum de deux catégories est recommandé.

Enfin, la CREG démontre que l'introduction d'un système de prime forfaitaire identique pour tous les bénéficiaires ne per mettrait pas de maintenir le lien étroit entre l'aide énergétique octroyée et les prix sur le marché de l'énergie, et risquerait de réduire la protection actuelle des clients protégés.

La CREG a également rendu un avis complémentaire sur une proposition de loi visant à élargir le groupe cible du tarif social pour l'énergie[218]. Cet avis traite deux questions : l'estimation des prix de l'énergie sur la base des cotations « futures » effectuées par la Cour des comptes dans le cadre du calcul du coût du tarif social pour l'État et l'impact potentiel des quotas d'émission de gaz à effet de serre (ETS2) sur le tarif social. La CREG approuve le fait que la Cour des comptes utilise des cotations futures dans sa méthode de prévision de la compo sante énergétique du coût du tarif social.

Il se pourrait que l'ETS2 ait un impact sur le tarif social et les clients protégés, et qu'il entraîne des hausses de prix pour les consommateurs résidentiels de gaz naturel. Une aide compensatoire pourrait également être introduite et définie dans le Plan social pour le climat belge.

En outre, le 23 janvier 2025, la CREG a établi son rapport de suivi annuel[219] sur l'extension de l'application des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée (BIM). Ce rapport dresse le bilan des avances versées aux fournisseurs et l'estimation des coûts de cette mesure début 2025.

[216] Note (Z)2934 du 12 décembre 2024 concernant la fixation des prix maximaux sociaux pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur d'application au 1er trimestre 2025; note (Z)3004 du 13 mars 2025 concernant la fixation des prix maximaux sociaux pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur d'application au 2e trimestre 2025 ; note (Z)3040 du 11 juin 2025 concernant la fixation des prix maximaux sociaux pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur d'application au 3e trimestre 2025 ; note (Z)3111 du 11 septembre concernant la fixation des prix maximaux sociaux pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur d'application au 4e trimestre 2025.

[217] Avis (A)2958 du 16 janvier 2025 sur une proposition de résolution relative à la réforme du tarif social pour l'énergie.

[218] Avis complémentaire (A)3009 du 27 mars 2025.

[219] Rapport annuel de monitoring (RA)2961 du 23 janvier 2025 concernant l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée.

Enfin, la CREG a publié son rapport sur les mesures fédérales prises dans le domaine de l'énergie pendant la crise de 2021 à 2023[220]. Ce rapport donne un aperçu du coût respectif des différentes mesures prises par le gouvernement fédéral pendant la crise énergétique de fin 2021 à mi-2023. Il indique également le montant total de chacune de ces mesures financées par le gouvernement fédéral à partir des ressources budgétaires via les fonds « clients protégés » électricité et gaz naturel gérés par la CREG. Le solde total sera remboursé à l'État.

- **Gaz**

Pour les clients non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié :

Voir supra.

Pour les clients protégés résidentiels :

Conformément à la législation en vigueur, la CREG a calculé et publié chaque trimestre les prix sociaux maximaux (ou « tarifs sociaux ») applicables aux clients protégés résidentiels pour la fourniture de gaz naturel et de chaleur.

Les tarifs sociaux pour la fourniture de gaz naturel et de chaleur s'élevaient, hors TVA, à :

- 5,561 €c/MWh (0,05561 €/MWh) pour la période du 1er jan vier 2025 au 31 mars 2025 ;
- 5,840 €c/MWh (0,0584 €/MWh) pour la période du 1er avril 2025 au 30 juin 2025 ;
- 5,036 €c/MWh (0,05036 €/MWh) pour la période du 1er juillet 2025 au 30 septembre 2025 et 4,477 €c/kWh (0,04477 €/ MWh) pour la période du 1er octobre 2025 au 31 décembre 2025.

Les tarifs de réseaux de transport et de distribution sont inclus dans ces tarifs sociaux.

Toutefois, le droit d'accise spécial que les clients protégés doivent payer depuis le 1er juillet 2023 (à un taux inférieur à celui des clients non protégés) et la redevance de raccorde ment en Wallonie ne sont pas compris dans ces tarifs sociaux. Les clients protégés sont toutefois exonérés de la cotisation énergie.

Les services qui ne sont pas liés à la composante énergie et à la composante réseau, notamment le raccordement, l'entre tien et la pose d'installations, ne sont pas inclus dans le tarif social chaleur. Ils peuvent être facturés de manière additionnelle par l'opérateur de chaleur.

4.1.2.2.2 Région flamande

Au total, **8,22 % des clients d'électricité** et **8,29% des clients de gaz naturel** avaient le statut de client protégé sur le marché commercial au 31 décembre 2025. Cela signifie qu'ils ont droit au prix maximum social auprès de n'importe quel fournisseur. Depuis le 1er février 2021, les clients résidentiels qui avaient droit à l'allocation majorée bénéficiaient également d'un droit temporaire au prix maximum social. Initialement, ce droit était accordé jusqu'au 31 décembre 2021, mais compte tenu des prix historiquement élevés, il a été prolongé jusqu'au 30 juin 2023. Depuis le 1er juillet les nombres de bénéficiaires du prix maximum social sont diminués de 50%.

Concrètement, au 31 décembre 2025 235 915 clients résidentiels étaient concernés pour l'électricité et 165 500clients résidentiels pour le gaz naturel.

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025

[220] Rapport (RA)3133 et (RA)3141 du 11 décembre 2025 sur les mesures fédérales en matière d'énergie prises pendant la crise de 2021 à 2023.

Electricité	211.024	212.534	205.728	214.921	217.264	458.203	480.347	228.225	233.848	**235.915**
en %	7,90%	7,90%	7,59%	7,87%	7,86%	16,38%	17,05%	8,00%	8,15%	**8,22%**
Gaz naturel	132.753	135.958	133.048	141.664	146.323	309.906	332.001	158.872	163.048	**165.500**
en %	7,52%	7,55%	7,25%	7,63%	7,72%	16,02%	17,01%	8,00%	8,17%	**8,29%**

Figure 140 : Evolution du nombre de clients protégés sur le marché commercial (en valeur absolue et relative) en région flamande

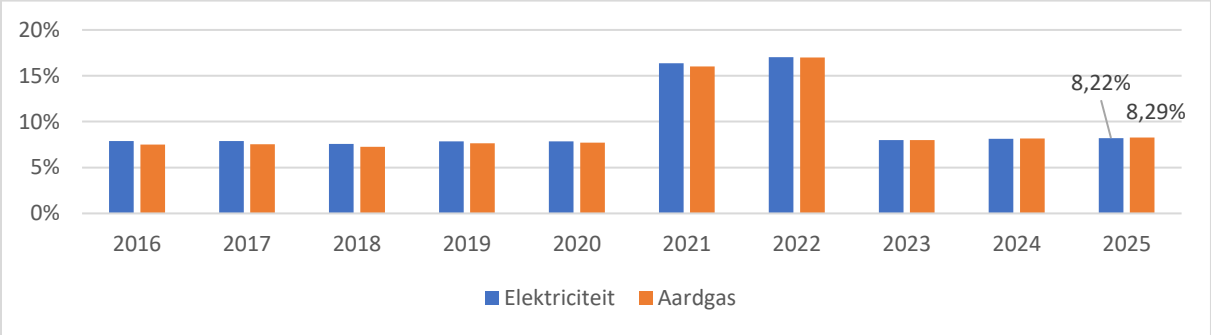


Figure 141 : Evolution du nombre de clients protégés sur le marché commercial en région flamande

Le nombre relatif de clients protégés est plus élevé chez le GRD que la part correspondante sur le marché commercial. Au 31 décembre 2025, 20,71 % des clients d'électricité du GRD bénéficiaient d'un statut protégé, soit 16 572 clients résidentiels. Le nombre de clients protégés pour le gaz naturel suit une tendance similaire. Pour le gaz naturel, 12 913 clients résidentiels, soit 20,70%, approvisionnés par Fluvius pouvaient bénéficier du prix maximum social en 2025.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Electricité	13.004	13.230	13.550	13.809	14.229	24.270	26.442	13.333	16.235	16.572
Gas	9.776	9.932	10.099	10.318	10.576	18.172	20.179	10.186	12.629	12.913

Figure 142 : Evolution du nombre de clients protégés chez le GRD (en valeur absolue) en région flamande

4.1.2.2.3 Région wallonne

En Région wallonne, tous les clients protégés ont droit au tarif social.

Au terme de l'année 2025, en Région wallonne, 204 265 clients alimentés en électricité, soit 12 % de l'ensemble des clients résidentiels wallons alimentés en électricité, étaient considérés comme des clients protégés.

En gaz, le nombre total de clients protégés s'élevait à 108 947 clients fin décembre 2025 soit 15,1% du total des clients résidentiels wallons

Pour plus de détails, le lecteur est invité à consulter le point 4.1.1.3 du présent rapport.

4.1.2.2.4 Région Bruxelles-Capitale

Les ordonnances sur l'électricité[221] et le gaz[222] ont été rédigées, puis amendées, en apportant une attention toute particulière à la protection des consommateurs. Des modifications importantes sont par ailleurs apparues lors de la réforme des ordonnances du 17 mars 2022[223].

Ces dispositions légales sont fondées sur le respect de la dignité humaine, **la prise en charge des ménages en difficultés financières auprès de leur fournisseur dès le début de l'endettement,** ainsi que la simplification administrative et ce dans le cadre de l'octroi du statut de client protégé par BRUGEL et la canalisation d'abus du système client protégé.

Les différentes mesures prises par le législateur visent avant tout à permettre aux consommateurs de disposer de biens de première nécessité, l'électricité et le gaz, à leur éviter la coupure et à limiter les frais administratifs à charge du client.

4.1.3 Informations aux consommateurs

4.1.3.1 Niveau fédéral

En 2025, la CREG a continué à informer le consommateur, en particulier des prix et de leur évolution, au travers notamment :

- du rapport de monitoring annuel sur le fonctionnement et l'évolution des prix des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en Belgique (voir point 3.2.1 du présent rapport) ;
- du rapport des évolutions marquantes sur les marchés belges de gros (voir point 3.2.1 du présent rapport) ;
- de l'étude de la comparaison européenne des prix pour les clients résidentiels, les petits professionnels et les grandes industries (voir point 3.2.1 du présent rapport) ;
- du rapport de l'évolution des contrats à tarification dynamique en Belgique (voir point 3.2.1 du présent rapport) ;
- des recommandations visant à sauvegarder la compétitivité des entreprises, le pouvoir d'achat des clients résidentiels et la rentabilité de technologies de chauffage plus durables (voir point 3.2.1 du présent rapport) ;
- des infographies et tableaux de bord mensuels électricité et gaz naturel (voir points 3.2.1 et 3.1.2.3 du présent rapport). -de la mise à jour mensuelle du CREG Scan et de l'aperçu des produits les moins chers ;
  de la publication mensuelle des cotations gaz TTF101, TTF103 et ZTP101. Le TTF101 est la moyenne arithmétique des cotations de clôture ICE Dutch TTF Gas Base Load Fu tures au cours du mois qui précède le mois de fourniture, le TTF103 est la moyenne arithmétique des cotations de clôture ICE Dutch TTF Gas Base Load Futures au cours du mois qui précède le trimestre de fourniture et le ZTP101 la moyenne arithmétique des cotations

[221] Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.
[222] Ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale
[223] Ordonnance du 17/03/2022 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-capitale, Concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires en vue de la transposition de la directive 2018/2001 et de la directive 2019/944 (openjustice.be)

de clôture EEX Gas Futures Month Base ZTP au cours du mois qui précède le mois de fourniture ;

- de la publication mensuelle des cotations électricité En dex101 et Endex103. Ces cotations sont utilisées comme paramètres d'indexation dans les contrats à prix variable pour les consommateurs résidentiels et les PME. L'En dex101 assure une indexation mensuelle des prix tandis que l'Endex103 agit sur une base trimestrielle ;
- de la publication mensuelle du prix moyen du Belpex DAM avec indication de la cotation horaire la plus basse et la plus élevée. L'objectif est d'alerter les consommateurs qui ont un contrat à prix dynamique sur la volatilité des prix boursiers ;
- des chiffres de l'évolution des prix de l'énergie en Belgique et dans les pays voisins. Tous les six mois, la CREG publie une analyse de l'évolution des prix de l'énergie en Belgique et dans les pays voisins. Tous les mois, la CREG publie la moyenne mensuelle de la composante énergie pure et de la facture totale pour la Belgique et ses pays voisins ;
- de la publication mensuelle de la composition de la facture des ménages, à savoir les pourcentages que représentent les composantes énergie, les coûts de réseau, les redevances et la TVA ;
- de la publication mensuelle du prix minimal par certificat vert pour la production des douze derniers mois par les éoliennes en mer du Nord. La CREG délivre chaque mois des certificats verts pour l'énergie produite. La valeur d'un certificat ou du prix minimal est déterminée conformément à l'article 14, § 1er, de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 ; de la publication trimestrielle des parts de marché des fournisseurs d'électricité et du gaz naturel dans nos trois régions ;
- traitement des questions qui lui sont adressées via son formulaire en ligne

Le CREG Scan, lancé en 2017, offre au consommateur un outil unique et pratique lui permettant de comparer son contrat, même si celui-ci n'est plus proposé à d'autres clients (contrat dormant), en quelques clics, avec l'offre actuelle du marché. Le consommateur peut ainsi savoir s'il est utile, voire recommandé, de changer de produit ou de fournisseur

Le CREG Scan est destiné aux particuliers et aux PME et petits indépendants.

En 2025, le CREG Scan a comparé 3 268 produits pour les ménages et 2 340 produits pour les petits professionnels (produits actifs et dormants), alors que d'autres comparateurs de prix ne prennent en compte que les 327 produits actifs pour les ménages et les 377 produits actifs pour les petits professionnels dans les trois régions du marché belge de l'énergie.

Entre le 20 octobre et le 31 décembre 2025, une nouvelle campagne de sensibilisation a été menée via différentes plateformes médiatiques, telles que LinkedIn, Meta et Google. L'objectif de cette campagne était de mieux faire connaître le CREG Scan et d'inciter les consommateurs à comparer leur contrat d'énergie en cours avec l'offre actuelle sur le marché de l'énergie avant d'éventuellement changer de produit ou de fournisseur. La campagne, qui a duré 67 jours, a donné lieu à près de 8 000 scans entièrement réalisés. Dans les jours qui ont suivi, l'attention médiatique a entraîné une augmentation significative du nombre de scans effectués, en particulier lorsque le texte contenait un lien direct vers le CREG Scan. Au cours de l'année 2025 et jusqu'en 2026, la CREG continuera à investir dans la convivialité de l'outil et envisagera d'autres campagnes de suivi et de sensibilisation.

4.1.3.2 Région flamande

Le lecteur est renvoyé aux sections 2.6.4.2 et 2.6.5.2.

En 2025 le VNR a continué à informer le consommateur

4.1.3.2.1 Le comparateur tarifaire

En vertu des article 4.4.3 du décret énergie, le VNR met à disposition, à l'adresse vtest.be, un outil en ligne, le V-test®, qui permet aux ménages et aux petits clients professionnels d'électricité et de gaz naturel[224] en Flandre de comparer l'offre de contrats. Le V-test® couvre l'ensemble du marché de la Région flamande et affiche toutes les offres des fournisseurs qui sont accessibles au public. Le V-test® permet aux consommateurs de consulter toutes les informations nécessaires sur les offres de contrats d'énergie d'une manière facilement accessible. Ces informations comprennent, outre le prix annuel estimé, les éventuelles remises et options de produit, les caractéristiques telles que la durée, s'il s'agit d'énergie verte ou d'énergie verte locale, les détails sur les modes de facturation et de paiement, si vous devez payer au début du contrat, s'il y a des frais supplémentaires en cas de retard de paiement et d'autres conditions telles que la communication en ligne uniquement, ... Il est gratuit, couvre l'ensemble du marché en Flandre, utilise des critères objectifs et fonctionne de manière indépendante. L'utilisateur du V-test® peut employer de différents filtres afin de voir une offre correspondant à ses préférences. Le V-test® montre aussi des infobulles pour retrouver des définitions et des informations sur certains termes et concepts. Cela facilite la compréhension des offres.

Le V-test® offre plusieurs options pour filtrer l'information et consulter une offre selon les préférences de l'utilisateur:

- Un utilisateur peut choisir son contrat d'énergie courant dans le V-test® et le comparer avec l'offre actuelle du marché. Les utilisateurs peuvent utiliser un assistant intuitif pour choisir leur contrat actuel, après quoi les détails et la grille tarifaire du contrat actuel sont également affichés. Cela facilite la comparaison du contrat actuel avec l'offre du marché ;
- L'utilisateur peut cocher un bouton qui n'affiche que les différences entre les offres. En choisissant différents critères de sélection, l'utilisateur peut visualiser uniquement l'offre qui répond à ses préférences
- Il y a de plus en plus d'offres sur le marché qui nécessitent l'installation de panneaux solaires ou d'une station de recharge, par exemple, en plus de l'achat d'électricité et/ou de gaz naturel. C'est pourquoi un filtre « offre spéciale » a été développé. Par défaut, le filtre « offre spéciale » est réglé sur « non ». Ce n'est que lorsqu'un utilisateur met ce filtre sur « oui » qu'il verra les contrats avec cette offre spéciale en plus des contrats d'énergie standard ;
- Les utilisateurs peuvent télécharger leurs données de consommation personnelles fournies par Fluvius dans le V-test® ou se connecter directement à *MijnFluvius* pour personnaliser davantage la comparaison sur la base des données de consommation les plus récentes afin d'obtenir un calcul précis.

Un utilisateur peut également créer un profil personnel dans le V-test® afin d'enregistrer des données telles que la consommation et le contrat courant. L'utilisateur peut également définir une alerte de prix. Il est alors informé par e-mail lorsqu'une économie prédéfinie peut être réalisée en changeant de contrat. Les fournisseurs d'énergie sont tenus de mentionner dans leurs factures la possibilité de comparer les offres de marché via le V-test® . Avec 1 314 799 simulations effectuées par les ménages et 43 078 simulations par les entreprises en 2025, le V-test® est très utilisé.

Depuis le 1er juillet 2025, le V-check est un outil qui permet d'évaluer rapidement et facilement si votre contrat d'énergie est compétitif par rapport à l'offre actuelle du marché. À partir de cette date, chaque facture d'acompte, facture de règlement et renouvellement de contrat des clients résidentiels

[224] Un ménage ou un petit client professionnel ne peut effectuer le V-test® que pour une consommation annuelle d'électricité supérieure ou égale à 0 et inférieure à 100 MWh et une consommation annuelle de gaz naturel supérieure ou égale à 0 et inférieure à 150 MWh. Le V-test® donne également un aperçu des contrats de rachat pour une injection allant jusqu'à 12.000kWh.

et des petites entreprises comporte un code d'identification unique de la version du produit à laquelle le client a souscrit ou qui lui est proposée lors du renouvellement de son contrat. Cet identifiant unique doit également être fourni sous la forme d'un lien et d'un code QR, qui dirige immédiatement le client vers une comparaison simple de ce contrat avec l'offre existante sur le marché dans le V-test®. Le V-check (https://www.vtest.be/v-check) permet de réaliser facilement une première comparaison. Entre le 1er juillet 2025 et le 31 décembre 2025, le V-check a déjà été effectué 345 146 fois.

Figure 143 : Exemple de mention V-check

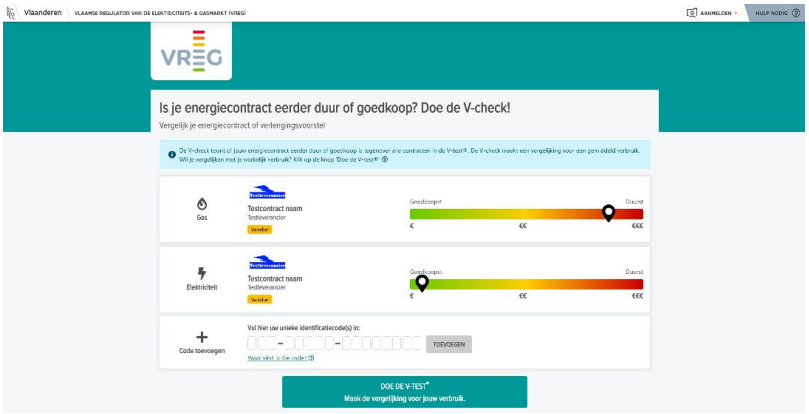


Figure 144 : Exemple d'un page montrant les résultats du V-check

4.1.3.2.2 Le contrôle du respect de l'obligation d'informer les consommateurs

L'Arrêté sur l'Energie énumère ce que les fournisseurs, qui sont actives en Flandre, sont obligés de mentionner sur les factures et les contrats. Sur les factures et dans l'espace client personnel, le client doit pouvoir retrouver les informations suivantes concernant le contrat en cours et ses droits en tant que consommateur d'énergie, les données de consommation et le calcul du montant de la facture, ainsi que la manière dont l'énergie fournie a été produite. Par exemple, les fournisseurs sont obligés de veiller que chaque client puisse trouver dans l'espace client en ligne le nom exact des produits et des cartes tarifaires sur lesquels la facture est basée après l'envoi de la facture de règlement ou de la facture finale en question. Également, chaque fournisseur est tenu de fournir aux clients disposants des compteurs numériques avec des informations précises sur la consommation mensuelle et des estimations des coûts de l'énergie basées sur la consommation réelle. Dans l'espace client en ligne, un client disposant d'un compteur numérique doit également trouver l'enlèvement mensuel facturé et l'injection mensuelle, la formule de prix applicable et les valeurs d'index réelles des paramètres utilisés dans la formule de prix. Le VNR veille au respect des obligations légales en matière de transparence et de divulgation par le biais des factures de décompte.

En automne 2025, les factures de décompte des fournisseurs d'électricité et de gaz qui approvisionnent les ménages et les petits professionnels en région flamande ont été vérifiées et un certain nombre d'infractions à l'obligation d'information ont été constatées. Le VNR a informé les

fournisseurs par lettre de ces infractions et leur a demandé de les corriger. Tous les fournisseurs ont immédiatement procédé aux ajustements nécessaires pourque tous les clients soient bien informés.

4.1.3.2.3 Informer sur communautés d' énergie, partage de l'énergie et ventes de personne à personne

Le VNR rend compte chaque année des communautés d'énergie, du partage d'énergie et de la vente d'énergie particulière. Ces opportunités devraient encourager les consommateurs, les autorités locales et les PME à participer au marché de l'énergie et à la transition énergétique. Dans notre rapport d' octobre 2025[225], nous avons fait le point sur la manière dont le marché de l'énergie intégrait ces concepts et sur l'implication des gestionnaires de réseaux de distribution, des fournisseurs d'énergie et des consommateurs. Nous avons également abordé certains problèmes qui entravent ou empêchent la poursuite du développement de ces concepts. Enfin, nous avons formulé des suggestions à l'intention des décideurs politiques.

Consommateurs peuvent retrouver des infos actuelles sur ces concepts dans un '*dashboard'* sur le site web[226].

4.1.3.2.4 L'indicateur des plaintes

Les consommateurs peuvent vérifier le service des fournisseurs par l'indicateur de plaintes[227]. L'indicateur de plaintes est basé sur le nombre de plaintes de deuxième ligne reçues par le VNR et le Service fédéral de médiation au cours des quatre derniers trimestres concernant ce fournisseur, par 1.000 clients résidentiels. Plus le nombre de plaintes de deuxième ligne est élevé, plus l'indicateur de plaintes est mauvais et moins le fournisseur reçoit d'étoiles. L'indicateur des plaintes est mis à jour chaque trimestre.

4.1.3.2.5 Dashboards 'Nutsmarkt in cijfers'

Sur la page web '*Nutsmarkt in cijfers*'[228] les consommateurs peuvent trouver toutes sortes d'informations et de données sur le marché de l'énergie en Flandres, comme l'évolution des prix et des parts de marché des fournisseurs, le nombre de compteurs numériques installés, pourcentage de clients avec des contrats fixes, variables ou dynamiques et nombre de clients avec une facturation mensuelle, … La plupart de ces '*dashboards'* sont mis à jour chaque mois.

4.1.3.3 <u>Région wallonne</u>

Le régulateur du marché wallon de l'électricité et du gaz, la CWaPE, met à la disposition des consommateurs wallons un certain nombre d'outils et d'informations en vue de leur présenter une analyse objective de l'évolution des prix dans le marché de l'énergie mais également de les aider, en cas de changement de produit ou de fournisseur, à poser un choix éclairé parmi les très nombreuses offres proposées par les fournisseurs commerciaux.

[225] https://assets.vlaamsenutsregulator.be/document/rapp-2025-21.pdf
[226] https://www.vlaamsenutsregulator.be/energie-delen-en-verkopen-dashboard
[227] https://www.vlaamsenutsregulator.be/klachtenindicator-dashboard
[228] https://www.vlaamsenutsregulator.be/cijfers

4.1.3.3.1 Le comparateur tarifaire

La CWaPE propose sur son site un outil informatique, le CompaCWaPE, qui permet de comparer les différents produits présentés par les fournisseurs de gaz et d'électricité, tant au niveau du prix que des services proposés. Les clients résidentiels et petits professionnels wallons peuvent réaliser une simulation personnalisée, consulter et comparer la liste des produits proposés et les détails des offres sélectionnées (un maximum de 3 offres à la fois). Le comparateur présente les produits gaz et électricité des fournisseurs actifs dans le segment résidentiel et petits professionnels en Région wallonne qui envoient les détails de leurs produits à la CWaPE, sur base volontaire.

4.1.3.3.2 Les indicateurs de performance

En complément du comparateur tarifaire qui se focalise sur les prix des différents produits offerts par les fournisseurs commerciaux, la CWaPE a développé des indicateurs de performance en vue de mesurer de manière transparente, objective et non discriminatoire la qualité des services offerts par les fournisseurs d'électricité et de gaz en Région wallonne.

D'une part, ce sont les services de facturation qui sont évalués avec, entre autres, les délais d'émission et d'envoi des factures de clôture et de régularisation, ainsi que les délais de remboursement en faveur du client. D'autre part, ce sont les services d'information et, en particulier, l'accessibilité des centres d'appel qui font l'objet d'une évaluation au travers des indicateurs de performance.

Durant l'année 2025, la CWaPE a assuré la publication trimestrielle de ces indicateurs de performance sur son site internet.

4.1.3.3.3 Les observatoires des prix pour les clients résidentiels et professionnels

- *L'observatoire des prix des clients résidentiels :*

Deux fois par an, la CWaPE publie un rapport visant à identifier et à mettre en évidence les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels depuis le 1er janvier 2007, date d'ouverture totale des marchés de l'énergie en Région wallonne. Ce rapport analyse les informations relatives aux clients-types les plus représentés sur le marché wallon, à savoir un client consommant respectivement 3 500 kWh/an (1 600 kWh jour et 1 900 kWh nuit d'électricité avec un compteur bi-horaire, le client type Dc) et 17 000 kWh/an de gaz (le client type D3[229]).

L'observatoire indique qu'en électricité, en choisissant le produit le plus économique, un client résidentiel Dc en Région wallonne aurait pu potentiellement économiser 273 euros soit 21,5 % de la facture moyenne annuelle pondérée calculée en décembre 2025.

En gaz, en décembre 2025, le client-type D3a avait la possibilité, dès lors qu'un choix approprié de produit avait été posé, de gagner jusqu'à 21 % sur sa facture annuelle par rapport à la facture moyenne annuelle pondérée. L'économie annuelle réalisable pouvait, en termes absolus, monter jusqu'à 335 EUR.

- *L'observatoire des prix des clients professionnels :*

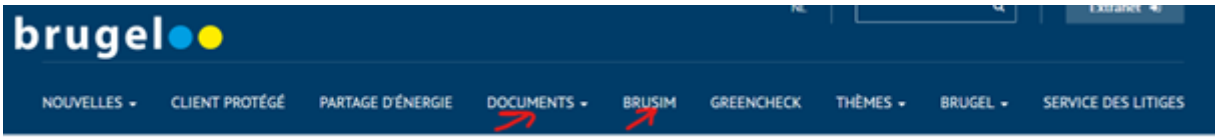
Concernant le segment de marché des clients professionnels, la CWaPE rédige annuellement une étude dont le but est de fournir aux autorités publiques ainsi qu'aux consommateurs des informations et des données chiffrées sur l'évolution mensuelle des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels disposant d'un compteur soit à télérelève soit à relève mensuelle, et dont la consommation annuelle est inférieure à 20 GWh en électricité et 250 GWh en gaz naturel. Ce rapport,

[229] A noter que le client de référence D3 en gaz a été adapté pour représenter une consommation annuelle de 17 000 kWh.

basé sur les informations relatives aux factures émises envers les clients professionnels et transmises sous forme agrégée par les fournisseurs d'énergie, met également en avant le poids des différentes composantes de la facture d'électricité ou de gaz naturel des clients professionnels concernés.

4.1.3.4 Région Bruxelles-Capitale[230]

BRUGEL met à la disposition des consommateurs de la RBC, via sa page web des outils et informations en vue de :



leur présenter une analyse objective de l'évolution des prix dans le marché de l'énergie (cf. « Documents » supports statistiques)

les aider, en cas de changement de produit ou de fournisseur, à poser un choix éclairé parmi les très nombreuses offres proposées par les fournisseurs commerciaux (cf. BRUSIM).

L'émergence de nouvelles formes d'offres rend leur comparaison de plus en plus complexe.

BRUGEL suit ces évolutions de près afin d'adapter en permanence le comparateur aux réalités du marché.

D'une part, Brusim a intégré l'offre « Time-of-Use » d'Engie, qui repose sur une logique de calcul différente de celle des offres traditionnelles.

D'autre part, une adaptation spécifique pour l'offre hybride de Brusol a été nécessaire. Celle-ci distingue la répartition des kWh entre heures pleines et heures creuses. Enfin, d'autres ajustements ont été réalisés afin de faciliter l'encodage des prix par les fournisseurs ainsi que l'extraction des informations destinées à nos observatoires.

STRUCTURE, CONCURRENCE ET DYNAMIQUE

4.1.4 Changement de fournisseur

Le lecteur est renvoyé aux points 2.6.4. et 3.6.3. du présent rapport.

4.1.5 Smart metering

4.1.5.1 Région flamande

Le gouvernement flamand a décidé qu'à partir du 1er juillet 2019, tous les compteurs d'électricité pour la petite consommation devront être remplacés par un compteur pouvant être relevé à distance. Ces compteurs doivent être remplacés d'ici 2029. En fin de 2025, 82,16% des clients du réseau de distribution disposaient d'un compteur intelligent : 2.998.361 compteurs électrique intelligents d'électricité et 1.943.166 compteurs de gaz intelligents.

[230] Le lecteur est renvoyé au Rapport National 2021, 206/222.

Le décret prévoit un placement prioritaire dans les situations suivantes :

- pour les nouvelles constructions et les rénovations importantes ;
- en cas de remplacement obligatoire du compteur ;
- lors de l'installation de nouvelles installations de production décentralisées d'une puissance maximale en courant alternatif de 10 kVA ;
- lors du remplacement des compteurs à budget actifs existants et de l'installation de nouveaux compteurs à budget (depuis le début de l'année 2023, tous les compteurs à budget classiques actifs ont été désactivés et seront remplacés par un compteur numérique doté d'une fonction de prépaiement) ;
- lors du remplacement des compteurs installés dans le cadre du projet pilote sur les compteurs intelligents et du projet pilote sur les compteurs à budget numériques des gestionnaires de réseau de distribution ;
- à la demande de l'utilisateur du réseau.

Nous avons suivi le déploiement du compteur numérique en 2025. Nous informons le public des données communiquées par les gestionnaires de réseau via un tableau de bord[231].

4.1.5.2 Région wallonne

Le décret du 19 juillet 2018[232] a inscrit dans un cadre légal les bases pour le déploiement des compteurs communicants en Wallonie. Celui-ci, tel que modifié par le décret du 5 mai 2022[233], définit en effet d'une part, les cas où le placement d'un compteur communicant est réalisé au plus tard le 1er janvier 2023 : activation de la fonction de prépaiement, remplacement de compteur, nouveau raccordement et à la demande de l'utilisateur de réseau. À partir du 1er janvier 2024, l'installation et l'activation de la fonction communicante d'un compteur communicant a lieu systématiquement lorsque l'utilisateur du réseau acquiert une nouvelle installation de production d'électricité d'une puissance égale ou inférieure à 10 kVA. Finalement la modification du décret électricité intervenue fin avril 2024 vient encore renforcer le déploiement puisque l'objectif pour fin 2029 a maintenant été fixé à 100% de compteurs communicants sur le réseau.

Outre ces obligations légales, plusieurs éléments supplémentaires conduisent au placement par nécessité fonctionnelle de compteurs communicants. Il s'agit notamment des motivations suivantes :

- L'entrée en vigueur du tarif *prosumer* depuis le 1er octobre 2020. Certains *prosumer*s ayant un taux d'autoconsommation important peuvent en effet être incités à demander le placement d'un compteur double-flux pour renoncer à une tarification forfaitaire et être alors facturés sur base de leurs prélèvements réels.
- La fin de la production des compteurs à budget à carte et de la plateforme informatique qui gère les transactions (fin 2025). Les compteurs communicants permettront de remplacer ces compteurs à budget à carte et assureront la pérennité de l'obligation de service publique liée au prépaiement.

[231] https://www.vlaamsenutsregulator.be/digitale-meters-uitrol

[232] Décret modifiant les décrets du 12 avril 2011 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité.

[233] Décret modifiant diverses dispositions en matière d'énergie dans le cadre de la transposition partielle des directives 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et en vue d'adapter les principes relatifs à la méthodologie tarifaire.

- Les clients actifs qui souhaitent participer à une opération de partage doivent au préalable être équipés d'un compteur communicant ou télérelevé.
- L'introduction des tarifs incitatifs qui définissent des plages horaires qui nécessitent l'installation de compteurs communicants pour pouvoir en bénéficier.
- L'entrée en vigueur du régime de comptage SMR3 permettant notamment aux fournisseurs de proposer des formules de prix dynamiques.

Le déploiement des compteurs communicants a commencé en Wallonie début 2020. Les gestionnaires de réseau de distribution placent ces compteurs communicants lors du remplacement des compteurs d'un nouveau raccordement, ou à la suite d'une demande de l'utilisateur de réseau.

Fin de l'année 2025, plus de 537.000 compteurs communicants ont été déployés et activés comme tel d'un point de vue marché en électricité ; cela représente 28% du parc de compteurs[234].

En gaz, il n'existe à ce jour pas de cadre légal pour un déploiement comme c'est le cas pour l'électricité. Les gestionnaires de réseau ont toutefois entamé le placement de compteurs communicants gaz pour continuer à assurer l'OSP relative au prépaiement car les mêmes contraintes s'appliquent pour eux en gaz (fin des compteurs à budget à carte et arrêt de la plateforme informatique gérant les transactions fin 2025).

Fin 2025, c'est environ 33.3400 compteurs communicants qui ont été déployés et activés d'un point de vue marché pour le gaz ; cela représente 4,2% du parc de compteurs.

4.1.5.3 Région Bruxelles-Capitale

L'ordonnance prévoit le (rem)placement systématique par un compteur intelligent dans 11 cas tels que définis à l'article 26*octies*, notamment lors d'un raccordement dans un bâtiment neuf ou faisant l'objet d'une rénovation importante, en cas de remplacement d'un compteur vétuste ou défaillant, ou encore lors de la participation à de nouveaux usages du système électrique (autoproduction, mobilité électrique, partage d'énergie, flexibilité ou stockage)

Le GRD peut également proposer, systématiquement ou par opportunité, le remplacement du compteur existant par un compteur intelligent dans d'autres situations.

En 2025, le déploiement des compteurs intelligents s'est poursuivi en Région de Bruxelles-Capitale. Au 31 décembre 2025, 158 496 compteurs intelligents étaient déployés, hors modèles S210 et T210-D. Ce nombre représente 21,89 % du parc de référence retenu, soit 724 019 compteurs. Cet indicateur mesure le déploiement matériel ; il ne renseigne pas à lui seul l'activation des fonctions communicantes ni le régime de comptage utilisé.

Par ailleurs, les indicateurs de smartisation du réseau recensent 2 754 points MT mesurés par AMR sur 2 756, soit 99,93 %, et 4 040 points BT sur 726 132, soit 0,56 %. Ces indicateurs de télérelève sont suivis séparément du taux de déploiement des compteurs intelligents.

[234] Pourcentage calculé comme étant le quotient entre, d'une part, le nombre de compteurs communicants et, d'autre part, la somme du nombre de compteurs à relève annuelle (YMR) et du nombre de compteurs communicants.

4.2 TRAITEMENT DES PLAINTES

4.2.1 Nombres des plaintes reçues par les fournisseurs, les DSOs, le Service de Médiation de l'énergie et les régulateurs

4.2.1.1 Niveau fédéral

En 2025, la CREG a continué à traiter, sur une base volontaire, les questions et les plaintes des consommateurs, des entreprises du secteur, des avocats, des consultants, des chercheurs, des étudiants, des administrations ou des instances internationales. En 2025, la CREG a ainsi traité 449 questions et plaintes (considérées comme toute forme d'insatisfaction) qu'elle avait reçues via son formulaire de contact.

Elle a également poursuivi sa collaboration avec le service fédéral de médiation de l'énergie, les trois régulateurs régionaux de l'énergie (BRUGEL, CWaPE et VNR) et le SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie (Direction générale de l'Inspection économique et Direction générale de l'Énergie). Cette collaboration est le fruit d'un accord intervenu en 2011 par lequel les services concernés se sont accordés sur la procédure de traitement des questions et plaintes qui ne ressortent pas de la compétence du service qui les reçoit. 5.6. Présentations données par la CREG La task force « plaintes », créée en 2022 à la demande du ministre fédéral de l'Énergie et composée de l'Inspection économique (IE), du Service fédéral de médiation de l'Énergie et de la CREG, a continué à se réunir chaque trimestre.

4.2.1.2 Service de Médiation de l'Energie

Le Service fédéral de Médiation pour l'Énergie a reçu au total 10 453 questions et plaintes durant l'année de fonctionnement 2025, dont 10 091 plaintes ou demandes de médiation adressées à un fournisseur d'énergie, soit une baisse de 21,8 % par rapport aux 13 373 questions et plaintes de 2024. 59,5 % des plaintes ont été soumises en néerlandais, 40,3, % en français et 0,2 % en allemand.

Cette baisse du nombre de plaintes est directement liée aux prix de l'énergie plus bas et plus stables après la crise énergétique ainsi qu'à une baisse des problèmes d'IT et de communication consécutifs au protocole de communication MIG6 et à la plateforme de données Atrias qui a été mise en place sur le marché de l'énergie fin 2021 pour optimiser l'échange de données entre les acteurs du marché (gestionnaires de réseaux de distribution et fournisseurs).

Néanmoins, tant le volume de plaintes que les prix de l'énergie restent toujours plus élevés que ceux d'avant la crise énergétique, et il y a encore un arriéré de 4 001 dossiers de médiation au 31 décembre 2025.

Le Service de Médiation pour l'Énergie est opérationnel depuis le 21 janvier 2010 et, en 16 ans d'existence, il a reçu 152 870 plaintes, questions et signalements. Au total, sur ces 16 ans, 97% des demandes de médiation (plus de 148 000 dossiers) ont été traitées.

En 2025, le Service de Médiation a pu compléter et clôturer un total de 7 287 dossiers de plaintes recevables :

- dossier clôturé concernait une plainte introduite en 2019 ;
- 5 dossiers des plaintes introduites en 2020 ;
- 288 dossiers des plaintes introduites en 2021 ;
- 729 dossiers des plaintes introduites en 2022 ;
- 2 062 dossiers des plaintes introduites en 2023 ;

- 2 514 dossiers des plaintes introduites en 2024 ;
- 1 688 dossiers des plaintes introduites en 2025.

Sur les 10.675 plaintes recevables clôturées en 2024, selon le Service de Médiation :

- 80,5 % étaient fondées ;
- 6,4 % étaient partiellement fondées ;
- 13,1 % étaient non fondées.

Pour 2024, cela signifie pour les plaintes recevables ouvertes un résultat de 60 % de dossiers clôturés: 10.675 dossiers clôturés sur un total de 11.537 plaintes recevables ouvertes à la fin 2023, à majorer de 6.203 nouvelles plaintes recevables enregistrées dans le courant de 2024.

Par conséquent, 7.065 plaintes recevables étaient encore en cours de traitement au 31 décembre 2024. Sur le nombre total de plaintes recevables (56.328) reçues depuis la création du Service de Médiation en 2010, ce chiffre représente encore 12,5 % des plaintes recevables restant à traiter.

En outre, le Service de Médiation continue à offrir ses services pour des plaintes qui, en principe, relèvent des compétences exclusives du Régulateur flamand des services d'utilité publique (auparavant la VREG).

Si l'on tient également compte des plaintes non autorisées et irrecevables pour lesquelles le Service de Médiation assure un suivi, 95 % des plaintes déposées ont été traitées depuis sa création.

4.2.1.3 Région flamande

Les clients qui ont des plaintes contre leur fournisseur sont dirigés au Service fédéral de médiation pour l'énergie. Si une plainte est encore reçue directement, le VNR la traitera quand même.

En 2025, le VNR a reçu 20 plaintes de clients finals à l'encontre de fournisseurs d'énergie et des GRD. 19 plaintes ont été reçues à l'encontre de Fluvius.

En 2025, 1 plainte a ont été soumises au VNR contre les fournisseurs.

Outre les plaintes formelles, le VNR a traité 3.232 demandes de renseignements en 2025.

Lorsque le VNR reçoit des plaintes de citoyens et d'entreprises flamands qui relèvent de la compétence du service fédéral de médiation de l'Energie, elle les lui transfère conformément aux accords en vigueur.

Depuis janvier 2025, les fournisseurs rapportent les plaintes de première ligne des clients résidentiels conformément à nos directives adaptées. Les fournisseurs classent une plainte dans la catégorie la (plus) pertinente. Lorsqu'une plainte pourrait relever de plusieurs catégories, le fournisseur doit en choisir une seule, celle à laquelle la plainte se rapproche le plus. Ils n'utilisent que les catégories de plaintes liées à leurs propres tâches et responsabilités. En 2025, les fournisseurs ont signalé 41 387 plaintes de première ligne.

4.2.1.4 Région wallonne

Au cours de l'année 2025, le Service régional de médiation pour l'énergie (ci-après : SRME) a reçu un total de demandes écrites réparties de la manière suivante :

- 2121 demandes de médiation « classique » ;
- 51 demandes de médiation urgente reçues par écrit et par téléphone ;

- 614 questions écrites (courrier/e-mail/fax) ;
- 41 dossiers de contestation en matière d'indemnisation.

En Région wallonne, les plaintes qui sont directement adressées par les consommateurs aux fournisseurs et GRD ne sont pas intégralement rapportées au régulateur (CWaPE). Seules les demandes d'indemnisation, selon les hypothèses encadrées par la législation, font l'objet d'une obligation de rapportage (sans préjudice de l'application du droit commun de la responsabilité civile, la règlementation wallonne énumère les cas dans lesquels le fournisseur ou le gestionnaire de réseau est tenu d'indemniser le client final victime d'un dysfonctionnement dans le cadre de la fourniture et/ou de la distribution d'énergie).

Pour l'année 2025, les GRD ont rapporté à la CWaPE 10 007 demandes d'indemnisations en électricité (dont 4 660 acceptées) et 40 demandes en gaz (dont 19 acceptées). Les fournisseurs ont rapporté à la CWaPE 32 demandes d'indemnisation (dont 16 acceptées), selon les hypothèses prévues par la législation. Ces chiffres ne concernent que les indemnisations et ne sont donc pas représentatifs du nombre total des plaintes en tous genres qui ont été reçues par les services clientèles des fournisseurs.

4.2.1.5 Région Bruxelles-Capitale

En 2025, BRUGEL a reçu et enregistré 192 plaintes concernant l'énergie. Ce décompte couvre les plaintes traitées par le Service des litiges, celles instruites par le Conseil d'administration de BRUGEL et celles renvoyées à d'autres autorités compétentes. Il est distinct des 302 plaintes annoncées pour l'ensemble des activités de BRUGEL, qui couvrent également le secteur d'eau et les plaintes en réexamen.

Pour ce qui concerne le seul gestionnaire du réseau de distribution d'électricité et de gaz à Bruxelles, SIBELGA a enregistré 2 428 plaintes dans son bilan global, contre 1 963 en 2024 (+23,69 %). Le reporting d'indemnisation recense, pour sa part, 527 demandes introduites et clôturées durant l'année : 512 en électricité et 15 en gaz. Parmi celles-ci, 339 ont été acceptées, dont 334 en électricité et 5 en gaz.

4.2.2 Classification des plaintes

4.2.2.1 Service de Médiation de l'Energie

Le Service de Médiation utilise un système de classification des plaintes des consommateurs. Il est basé sur une méthode recommandée par le « Conseil des régulateurs européens de l'énergie » (*Council of European Energy Regulators* ou CEER) et la Commission européenne. Ce système de classification est également appliqué par les membres de NEON (*National Energy Ombudsman Network*), en tenant compte des règles spécifiques et de l'organisation du marché de l'énergie propre à chaque membre.

En 2025, les types de plaintes concernaient surtout :

- des problèmes de compteur (24,2 %), essentiellement des plaintes concernant le traitement d'un déménagement ou d'un décès mais aussi l'introduction tardive des données de comptage par suite d'un déblocage d'un point d'accès et la rectification des données de comptage lors d'un relevé ou d'une estimation annuel(le), d'un changement de fournisseur, du remplacement d'un compteur défectueux ou de l'installation d'un compteur numérique ;
- des problèmes de facturation (18 ;8 %), comme l'établissement tardif de factures d'énergie et le manque de clarté du processus de facturation ;

- les prix de l'énergie (19,1 %), comme la transparence des prix de l'énergie fixes, variables ou dynamiques, les redevances d'injection, le renouvellement des prix de l'énergie ou les réductions appliquées ;
- des problèmes de paiement (11,4 %) liés au paiement des factures d'énergie, tels que les plans de paiement, les (l'absence de) remboursements, les frais administratifs et les frais de recouvrement amiable, les paiements par domiciliation, les systèmes de garantie, les (menaces de) résiliation de contrats d'énergie ou fermeture dues à un défaut de paiement ;
- les pratiques commerciales et les conditions (pré)contractuelles (5,3 %), comme les pratiques de vente et la transparence des simulateurs de prix et des comparateurs de prix par rapport aux prix proposés et aux prix facturés ;
- des changements de fournisseurs (3,5 %), et surtout des retards dans le changement de fournisseur mais également des changements de fournisseurs non souhaités et injustifiés ;
- le service à la clientèle des fournisseurs d'énergie (4,2 %) en raison de la difficulté à les joindre par téléphone et/ou par voie électronique.

6,9 % des autres plaintes étaient liées à un certain nombre de compétences régionales comme le partage d'énergie, la facture mensuelle et le tarif capacitaire ainsi qu'un certain nombre d'autres mesures concernant l'électricité verte comme le règlement de la compensation pour injection ou le démarrage d'un contrat d'énergie dynamique.

Les litiges concernant des clôtures (imminentes) et arrêts de contrats d'énergie ou drops (2,7 %), des raccordements au réseau de distribution (0,9 %) et des pannes d'électricité et des problèmes de tension (0,3 %) viennent compléter les types de plaintes relevant de la compétence exclusive des régions.

Pour 1,1% des types de plaintes, le Service de Médiation n'a pas pu s'appuyer sur le système de classification existant, car les plaintes n'avaient pas trait au fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz naturel.

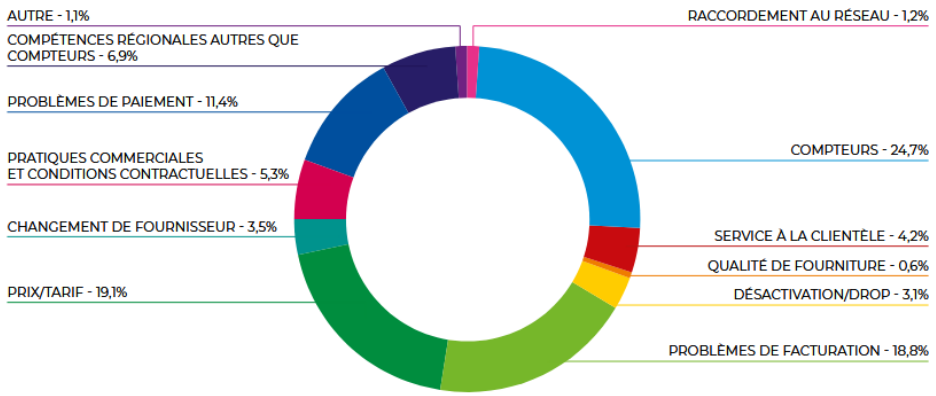


Figure 145 : Type de plaintes

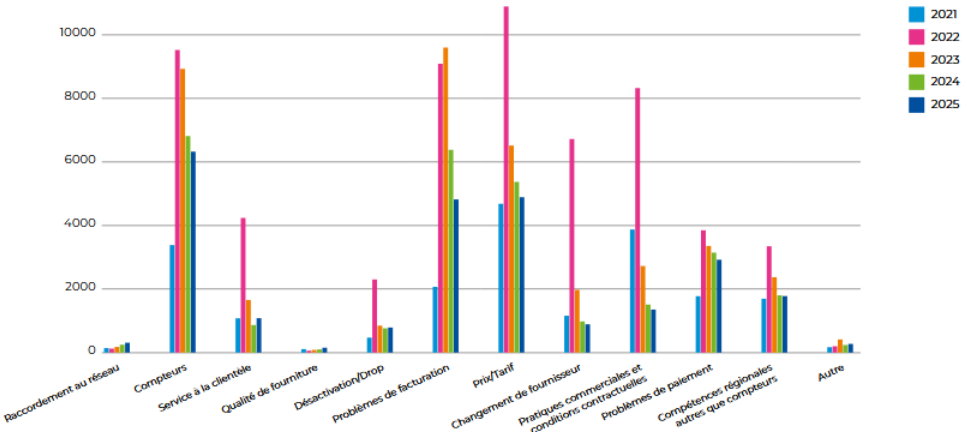


Figure 146 : Evolution type de plaintes

4.2.2.2 Région wallonne

Les tableaux 53 et 54 détaillent les catégories de plaintes reçues directement par le SRME, ainsi que le pourcentage des celles-ci pour l'année 2025 :

Dysfonctionnements de marché liés au MIG6 (problème informatique engendrant des retards de communication d'index, de facturation, de prise en compte de nouveaux compteurs, statut de prosumer, changement de tarif, de fournisseur, etc.)	23%
Problème d'index	19%
Prix, conditions contractuelles, EAN, etc	5%
Problème technique	10%
Photovoltaïque/compensation	16%
Coûts de réseau de distribution	5%
Changement de tarif horaire (cfr MIG)	6%
Procédure de défaut de paiement	1%
Divers	2%
Déménagement	6%
Problème de compteur à budget	1%
Problème lié au contrat ou au code EAN	3%
Client protégé	<1%
Retard envoi facture de régul./clôture (+ celles incluses dans MIG6)	3%
Délai de remboursement (+ celles incluses dans MIG6)	<1%

Figure 147 : Catégories de plainte (en pourcentage)

Dommages matériels et/ou corporels directs suite à l'irrégularité de la fourniture électrique	32%
Autres dommages matériels non-liés à la qualité de fourniture	12%
Coupure suite à une erreur administrative	18%

Interruption de fourniture non-planifiée de plus de 6h	23%
Non-respect du délai de raccordement	15%
Retard dans le changement de fournisseur	0%
Erreur de facturation	0%

Figure 148 : Catégories de contestations en matière d'indemnisations (en pourcentage)

4.2.2.3 Région de Bruxelles-Capitale

Le tableau ci-dessous présente la classification des plaintes « énergie » du Service des litiges de BRUGEL.

Objet	2024	2025
Compétences régionales	49	75
Comptage	70	45
(Des)Activation	12	20
Problèmes de facturation	49	31
Prix / tarif	11	2
Service à la clientèle mauvais ou déficient	25	6
Raccordement au réseau	1	6
Pratiques commerciales déloyales	1	1
Problème de paiement	6	6
Autres	—	1

Figure 149 : Classification des plaintes « énergie » en 2024 et 2025

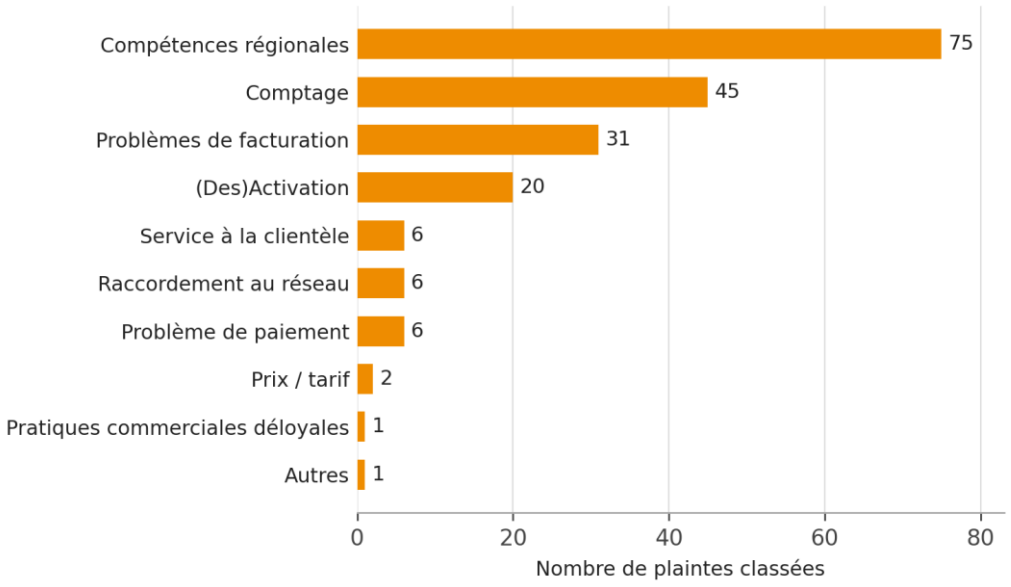


Figure 150 : Classification des plaintes « énergie » en 2025

En 2025, les compétences régionales constituent la principale catégorie, avec 75 plaintes, devant le comptage (45) et les problèmes de facturation (31). Les plaintes relatives aux compétences régionales concernent notamment les demandes d'indemnisation, les coupures et la transition énergétique. Les litiges liés au comptage portent principalement sur les manipulations de compteurs, les consommations hors contrat et les rectifications d'index.

Par rapport à 2024, les plaintes relevant des compétences régionales passent de 49 à 75, tandis que celles relatives au comptage reculent de 70 à 45 et celles liées à la facturation de 49 à 31. Les plaintes concernant l'activation ou la désactivation augmentent de 12 à 20, et celles relatives au raccordement au réseau de 1 à 6. Les plaintes portant sur le service à la clientèle diminuent de 25 à 6.

Concernant le GRD (SIBELGA), le graphique suivant présente les quinze causes d'insatisfaction les plus fréquentes du bilan global de Sibelga pour 2025.

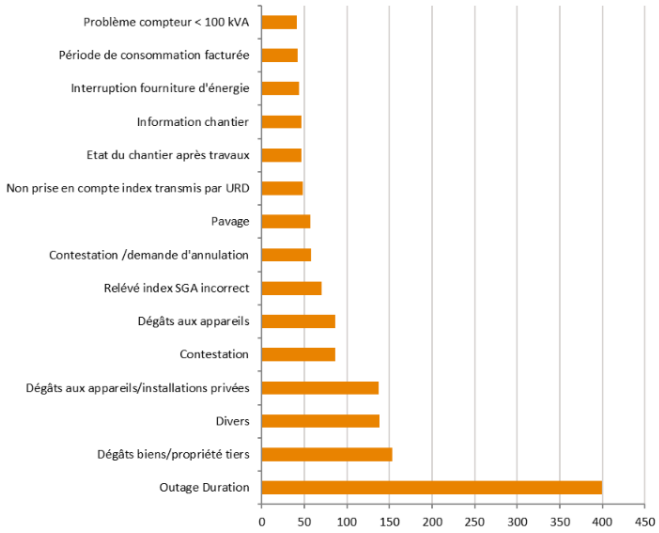


Figure 151 : Liste des 15 causes d'insatisfaction les plus fréquentes en 2025

Dans ce classement global, la durée des pannes domine les motifs d'insatisfaction, devant les dégâts aux biens de tiers, la catégorie « Divers » et les dégâts aux appareils ou installations privées. Les ventilations partielles présentées ci-après, permettent de distinguer certaines plaintes mixtes.

Motif	Électricité	Mixtes	Divers	Total
Durée de la panne	395	1	0	396
Dégâts aux biens de tiers	108	14	12	134
Dégâts aux appareils ou installations privées	132	1	0	133
Divers	101	21	6	128
Dégâts aux appareils	81	0	1	82
Contestation	46	32	0	78
Relevé d'index SGA incorrect	42	13	0	55
Contestation ou demande d'annulation	34	19	0	53
Pavage	40	4	4	48

Motif	Électricité	Mixtes	Divers	Total
Information chantier	38	4	1	43
Total du sous-ensemble	1 017	109	24	1 150

Figure 152 : Répartition des plaintes par motif en Région de Bruxelles-Capitale en 2025

Pour ce qui concerne les demandes d'indemnisations et leur causes introduites par les utilisateurs du réseau auprès du GRD sont représentés par ce tableau :

Fluide et motif	Demandes	Acceptées
Électricité – interruption prolongée de plus de six heures	384	309
Électricité – interruption à la suite d'une erreur administrative	12	6
Électricité – retard de raccordement	4	0
Électricité – dommage matériel direct	112	19
Total électricité	512	334
Gaz – interruption à la suite d'une erreur administrative	10	3
Gaz – retard de raccordement	0	0
Gaz – dommage matériel direct	5	2
Total gaz	15	5
Total des deux fluides	527	339

Figure 153 : Demandes d'indemnisation et demandes acceptées par fluide et motif en 2025

Les paiements effectués en 2025 totalisent 113 040,20 €, dont 111 183,73 € en électricité et 1 856,47 € en gaz. Ils couvrent 339 paiements relatifs à des dossiers introduits en 2025 (81 734,79 €) et 17 paiements concernant des dossiers antérieurs (31 305,41 €).

4.2.3 Procédure des plaintes

4.2.3.1 Niveau fédéral

Toute partie intéressée s'estimant lésée suite à une décision prise par la CREG peut, au plus tard dans un délai de quinze jours suivant la publication ou la notification de cette décision, déposer une plainte en réexamen auprès de la CREG. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif et n'exclut pas l'introduction d'un recours ni ne constitue un préalable nécessaire à l'introduction d'un recours devant la cour d'appel de Bruxelles. La plainte en réexamen est adressée par lettre recommandée ou par dépôt avec accusé de réception au siège de la CREG. Elle comporte une copie de la décision critiquée ainsi que les motifs justifiant une révision. La CREG prend sa décision relative à la plainte dans un délai de deux mois à dater du dépôt de la plainte en réexamen.

4.2.3.2 Service de Médiation de l'Energie

Comme les années précédentes, la plupart des plaintes ont été introduites par voie électronique :

- via le formulaire web, disponible sur le site Internet www.mediateurenergie.be (6.048 plaintes) ;
- via l'adresse mail : plainte@mediateurenergie.be (3.628 plaintes) ;
- via la plateforme BELMED (3 plaintes) créée par le SPF Économie dans le cadre du Règlement en ligne des litiges (Online Dispute Resolution – ODR).

Des plaintes ont également été introduites par d'autres biais, notamment :

- par courrier postal (390 plaintes) ;
- par fax (1 plainte) ;
- sur place dans les locaux du Service de Médiation (21 plaintes).

La durée moyenne du règlement des litiges pour les dossiers soumis au Service de Médiation depuis le 01/01/2025 est de 102 jours calendrier à compter du jour où une plainte est déclarée complète et recevable. Ce délai de traitement est dû au nombre élevé de dossiers litigieux complexes pour lesquels le délai légal de traitement de 90 jours est prolongeable jusqu'à 180 jours calendriers.

Les 7.287 plaintes recevables clôturées en 2025 ont eu le résultat suivant :

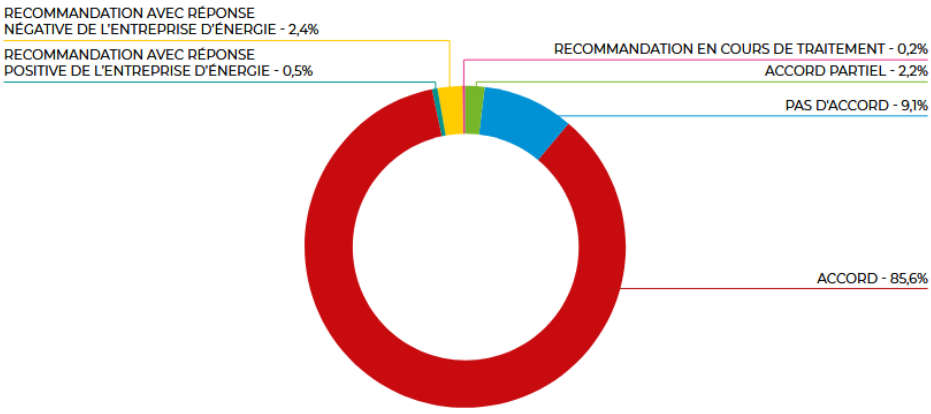


Figure 154 : Nombre de plaintes selon le résultat

Accord avec règlement à l'amiable : 6.241 plaintes (85,6 %) ont été clôturées avec un résultat positif grâce à un règlement à l'amiable. Dans ces cas, une issue favorable a été donnée à la plainte.

Accord partiel : Pour 161 plaintes (2,2 %), un accord partiel a été obtenu par le biais d'une proposition de règlement à l'amiable. Pour la plupart des plaintes, le fournisseur d'énergie a procédé aux rectifications et régularisations appropriées, mais sans attribuer de compensation ou d'indemnisation (financière) ni remboursement au plaignant pour le préjudice (moral) subi. Il n'existe pas de système réglementaire en matière de paiements compensatoires à l'échelon fédéral de sorte que les compagnies d'énergie décident elles-mêmes du geste commercial qu'elles accordent éventuellement dans certains cas (manque de clarté dans la facturation, rectification tardive, mauvais service clientèle, etc.).

Dans les Régions, des règlements de compensation pour certaines procédures existent bien, pour :

- l'interruption non planifiée de la livraison d'électricité ou de gaz naturel ;
- l'absence de livraison d'électricité ou de gaz naturel faisant suite à une erreur administrative du fournisseur ou du gestionnaire de réseau ;

- le dépassement du délai de raccordement au réseau d'électricité ou de gaz naturel ;
- le dommage direct (corporel ou matériel) causé par l'interruption, la non-conformité ou l'irrégularité de la livraison d'électricité ou de gaz naturel ;
- le changement tardif de fournisseur causé par un gestionnaire de réseau ou un fournisseur ;
- le traitement tardif d'une plainte ou d'une rectification d'une erreur de facturation par un fournisseur.
- un retard dans la facture d'énergie suite à un point d'accès bloqué pendant plus de 180 jours (à partir du 12 juillet 2025, une indemnité de 1,5 euro par jour et par code EAN sera due en Flandre jusqu'au jour où FLUVIUS mettra les données nécessaires à la disposition du fournisseur d'énergie).

Lors du traitement de certains dossiers, le client final a été informé de la possibilité de réclamer des dommages et intérêts auprès du fournisseur ou du gestionnaire de réseau selon la réglementation régionale.

Recommandations individuelles et génériques : En 2025, le Service de Médiation a formulé 225 recommandations, parce qu'il y avait, selon le Service de Médiation, suffisamment d'éléments juridiques et factuels dans le dossier. Il s'agissait ici de 158 dossiers dans le cadre d'une recommandation générique et de 67 autres recommandations individuelles. En 2025, le Service de Médiation a reçu pour 211 dossiers de litige une réponse de la compagnie d'énergie à une recommandation formulée précédemment. 39 recommandations ont été suivies par les entreprises, tandis que 172 recommandations ne l'ont pas été. Même dans ces cas, le Service de Médiation ne peut que clôturer le dossier, mais le plaignant dispose encore de la possibilité de faire usage utile d'une recommandation dans une procédure judiciaire avec l'entreprise d'énergie concernée. Lors de l'établissement du rapport annuel, 14 recommandations étaient en cours de traitement, pour lesquelles le Service de Médiation n'avait donc pas encore reçu ou traité de réponse de l'entreprise d'énergie.

4.2.3.3 Région flamande

Les parties qui ont une réclamation concernant les obligations d'un gestionnaire de réseau, d'un exploitant de réseau de distribution fermé, d'un fournisseur de services de flexibilité, d'un agrégateur ou d'un gestionnaire de réseau de chaleur ou de refroidissement peuvent soumettre le différend pour médiation ou règlement au VNR.

Fin novembre 2025, le VNR a établi une procédure régissant le traitement des différends.[235] Compte tenu du nombre d'organismes compétents pour traiter les réclamations énergétiques, sur notre site web est indiqué pour chaque type de réclamation, vers quel organisme les particuliers et les entreprises peuvent s'adresser.[236] Il a également mis en ligne un formulaire numérique permettant de nous soumettre les différends de manière uniforme.

En 2025, le VNR a mené 21 médiations. Un différend a été soumis à règlement.

[235] www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2025-140
[236] www.vlaamsenutsregulator.be/ik-heb-een-klacht

4.2.3.4 Région wallonne

Les procédures applicables auprès du Service régional de médiation pour l'énergie sont régies par l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au SRME.

Les demandes adressées au SRME peuvent être distinguées selon les procédures suivantes:

médiation normale : médiation pour laquelle le SRME doit adresser ses recommandations au plus tard 90 jours après l'introduction d'une plainte considérée recevable ;

médiation urgente : médiation pour laquelle le SRME doit adresser ses recommandations au plus tard 15 jours après l'introduction d'une plainte considérée recevable ;

question : toute question des consommateurs relative au marché régional de l'énergie et au SRME ;

indemnisation : contestation envers un fournisseur d'énergie ou un gestionnaire de réseau à propos du traitement d'une demande d'indemnisation ;

conciliation : cette procédure, réservée aux cas les plus complexes, implique l'accord de la partie adverse et la tenue d'audiences, en présence du conciliateur, au sein des bureaux du SRME (CWaPE). La procédure prévoit également la possibilité de recourir à une expertise, à charge de la partie qui la requiert. La conciliation est normalement destinée aux **clients professionnels** et non aux particuliers.

demande d'avis : mise en application concrète des règles fixées dans le protocole de collaboration qui a été mis en place entre le Service de Médiation de l'Énergie au niveau fédéral (SME), le SRME, les régulateurs et le SPF Économie.

En ce qui concerne plus spécifiquement les plaintes (médiations), la recevabilité est conditionnée à plusieurs exigences. Conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au Service régional de médiation pour l'énergie, pour juger de la recevabilité d'une plainte, le SRME exige du demandeur une copie de la réclamation écrite qu'il a préalablement adressée au fournisseur et/ou GRD ainsi qu'un formulaire de plainte dûment complété.

Il est également prévu que les plaintes qui ne relèvent pas des compétences régionales ou pour lesquelles le comportement dénoncé a pris fin plus d'un an avant la date de dépôt de celles-ci sont considérées irrecevables.

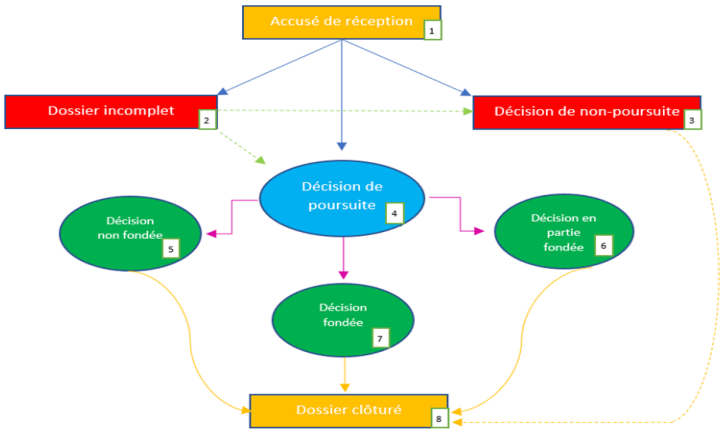
Lorsque le SRME se déclare incompétent pour traiter un litige, il redirige néanmoins le dossier vers l'institution qu'il estime la plus apte à répondre aux griefs soulevés. Dans la majorité des cas, ces dossiers faisaient état d'infractions éventuelles à des matières fédérales telles des pratiques de vente abusives, des contestations de prix et ont dès lors été dirigés vers le Service de Médiation de l'Énergie (sans préjudice des compétences que conserve le SPF Économie), sauf lorsqu'il s'agissait de litiges en matière de droits et obligations civils relevant de la compétence exclusive des Cours et Tribunaux judiciaires. Il convient de rappeler que depuis le 1er septembre 2018, le Juge de Paix est compétent pour toute contestation d'un consommateur contre son fournisseur ou son GRD lorsque le montant est inférieur à 5 000 EUR.

Les demandes considérées irrecevables ou visiblement non-fondées à la simple lecture de celles-ci sont redirigées vers l'organisme compétent comme expliqué *supra* ou reçoivent des explications détaillées sur la situation qui semble problématique à ces consommateurs. Ces demandes, même lorsqu'elles ne requièrent pas d'interpellation à l'adresse de fournisseurs et/ou GRD, nécessitent tout de même une brève analyse et la rédaction d'explications personnalisées.

Depuis 2010 et la mise en place du Service de Médiation de l'Énergie, le principe de guichet unique permet au SRME de transmettre rapidement les plaintes relevant de matières fédérales à cette instance (sans préjudice des compétences que conserve le SPF Économie).

4.2.3.5 Région Bruxelles-Capitale

Le Service des litiges institué au sein de BRUGEL rend des décisions contraignantes relatives aux plaintes introduites contre les fournisseurs d'énergie, le gestionnaire de réseau de distribution et l'opérateur d'eau actifs en Région de Bruxelles-Capitale selon la procédure suivante :



Le Service des litiges de BRUGEL a publié un rapport annuel pour l'année 2025, disponible au lien suivant : https://brugel.brussels/publication/document/rapports/2026/fr/20260728-Rapport-annuel-2025-Service-litiges.pdf.

4.2.4 Alternative Dispute Resolution

4.2.4.1 Service de Médiation de l'Energie

Le service de médiation est la seule entité qualifiée en Belgique conformément la Directive 2013/11 relative au règlement extrajudiciaire des litiges de consommation et le Règlement (UE) 524/2013 du Parlement européen et du Conseil du 21 mai 2013 relatif au règlement en ligne des litiges de consommation.

Le service de médiation a pour mission de :

- apprécier et analyser toutes les plaintes des clients finals qui ont un rapport avec les activités d'une entreprise d'énergie et au fonctionnement du marché de l'électricité et la répartition des questions aux institutions aptes à y répondre ;
- négocier entre le client final et l'entreprise d'énergie en vue de faciliter un accord à l'amiable ;
- formuler des recommandations à l'égard de l'entreprise d'énergie au cas où un accord à l'amiable ne peut être atteint ;
- de sa propre initiative ou à la demande du Ministre, publier des avis politiques dans le cadre des missions du Service de Médiation ;
- rédiger un rapport d'activités et le transmettre pour le 1er mai au Ministre compétent pour l'Énergie.

Le Service de Médiation remet également à la Chambre des représentants un rapport annuel sur l'exercice de ses missions. Dans ce cadre, le service peut faire des propositions pour améliorer la procédure de traitement des litiges.

Le Service de Médiation fonctionne entièrement de façon indépendante de l'entreprise d'électricité ou de gaz naturel. Dans l'exercice de ses compétences, le Service de Médiation ne reçoit d'instruction d'aucune autorité.

Le lecteur est également renvoyé à la section 4.2.2.1 et 4.2.3.2 du présent rapport.

4.2.4.2 Région wallonne

4.2.4.2.1 Chambre des litiges

En date du 13 juillet 2017, le Gouvernement wallon a adopté le projet d'arrêté fixant les modalités de composition, de procédure et de fonctionnement de la chambre des litiges instituées par le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

Pour rappel, le décret du 12 avril 2001 instaure un système de règlement des différends basé sur deux instances distinctes : d'une part, le Service de régional de médiation pour l'énergie mis en place suite à l'adoption de l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au Service régional de médiation pour l'énergie pris en exécution de l'article 48 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et, d'autre part, une Chambre des litiges créée par les articles 49 et 49*bis* du décret.

La chambre des litiges est compétente pour connaître tout différend relatif à l'accès au réseau ou à l'application des règlements techniques, à l'exception de ceux portant sur les droits et obligations de nature civile, ainsi que pour tout différend relatif aux obligations des gestionnaires de réseaux en vertu des décrets gaz et électricité.

4.2.4.2.2 Le Service Régional de Médiation pour l'Energie :

Le lecteur est invité à se référer pour cette matière aux sections 4.2.1.4 et 4.2.3.4 du présent rapport.