RAPPORT DE L'INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE RÉGULATION

SUR SES ACTIVITÉS ET SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL ET HYDROGÈNE

INSTITUT LUXEMBOURGEOIS
DE RÉGULATION

2025

LUXEMBOURG, Novembre 2026

TRANSMIS À LA COMMISSION EUROPÉENNE,
À L'AGENCE DE COOPÉRATION DES RÉGULATEURS DE L'ÉNERGIE
ET AU MINISTRE DE L'ÉCONOMIE

17, RUE DU FOSSÉ ADRESSE POSTALE L-2922 LUXEMBOURG T +352 28 228 228 INFO@ILR.LU

WWW.ILR.LU

TABLE DES MATIÈRES

1 DÉVELOPPEMENTS MAJEURS SUR LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL 7

1.1 VEILLE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL 7

1.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION 7

1.1.2 DÉTERMINATION DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT ET D'UTILISATION DES RÉSEAUX 7

1.1.3 SUPERVISION ET SUIVI DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE 8

1.2 COOPÉRATIONS EUROPÉENNES ET TRANSFRONTALIÈRES 11

1.2.1 AU NIVEAU DE L'UNION EUROPÉENNE 11

1.2.2 COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS 11

1.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT 12

1.3.1 AU NIVEAU DE L'ÉLECTRICITÉ 12

1.3.2 AU NIVEAU DU GAZ NATUREL 12

2 LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ 14

2.1 RÉGULATION DES RÉSEAUX 14

2.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU 14

2.1.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE 18

2.1.3 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX 28

2.1.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES 32

2.2 PRODUCTION ET CONSOMMATION NATIONALE 35

2.2.1 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION 35

2.2.2 PRODUCTION NATIONALE 41

2.3 ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE 51

2.3.1 MARCHÉ DE DÉTAIL 51

2.3.2 MARCHÉ DE GROS 63

2.4 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT 69

2.4.1 SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE 69

2.4.2 SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU 69

2.4.3 MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT 70

2.4.4 CYBERSÉCURITÉ 70

2.5 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE 72

2.5.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL 72

2.5.2 MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN 73

3 LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL ET DE L'HYDROGÈNE 75

3.1 RÉGULATION DES RÉSEAUX – GAZ NATUREL 75

3.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU - GAZ NATUREL 75
3.1.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE – GAZ NATUREL 75
3.1.3 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX – GAZ NATUREL 79
3.1.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES – GAZ NATUREL 82
3.2 ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE – GAZ NATUREL 84
3.2.1 MARCHÉ DE DÉTAIL – GAZ NATUREL 84
3.2.2 MARCHÉ DE GROS – GAZ NATUREL 93
3.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL 95
3.3.1 LE RÈGLEMENT EUROPÉEN CONCERNANT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL 95
3.3.2 SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE EN GAZ NATUREL 96
3.3.3 DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS EN GAZ NATUREL 96
3.3.4 MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL 96
3.3.5 CYBERSÉCURITÉ 97
3.4 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE – GAZ NATUREL & HYDROGÈNE 97
3.4.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL – GAZ NATUREL & HYDROGÈNE 97
3.4.2 MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN – GAZ NATUREL & HYDROGÈNE 98
3.5 LANCEMENT DU MARCHÉ DE L'HYDROGÈNE 98

4 PROTECTION ET AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS 100
4.1 OBLIGATIONS DES FOURNISSEURS EN MATIÈRE DE PROTECTION DES CONSOMMATEURS 100
4.2 QUALITÉ DE SERVICE 100
4.2.1 NOUVEAUX RACCORDEMENTS 100
4.2.2 DEMANDES DE DONNÉES DE CONSOMMATION 101
4.2.3 RÉCLAMATIONS 103
4.3 PROCÉDURES DE RÈGLEMENT DE LITIGE EXTRAJUDICIAIRE 103
4.3.1 PROCÉDURE DE MÉDIATION 103
4.3.2 RÈGLEMENT DE LITIGES 104
4.3.3 DEMANDES DE RÉEXAMEN DE DÉCISIONS DE L'INSTITUT 105
4.4 ACTIVITÉS D'INFORMATION AUX CONSOMMATEURS 105
4.4.1 GUICHET UNIQUE DE L'ÉNERGIE 105
4.4.2 OUTIL DE COMPARAISON DES OFFRES – CALCULIX.LU 106
4.5 LE CONSOMMATEUR AU CENTRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE 107
4.6 PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE 107
4.7 RÈGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNÉRABLES 107
4.8 LA FOURNITURE PAR DÉFAUT 109
4.9 LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS 110

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

AVANT PROPOS

Le présent document s'inscrit dans la série de rapports que l'Institut Luxembourgeois de Régulation, en tant qu'autorité de régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel, est tenu de dresser annuellement pour rendre compte de l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il n'est pas uniquement destiné à la Commission européenne et à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après « ACER »), tel que prévu à l'article 59 de la directive 2019/944/CE sur le marché de l'électricité et à l'article 78 de la directive 2024/1788 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, mais également à rendre publique une image de l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel au Luxembourg.

Le rapport entend documenter les développements en 2025 sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel au Luxembourg en décrivant les activités menées et accompagnées par l'Institut dans le cadre de la régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel, ainsi qu'en ce qui concerne les aspects relatifs à la concurrence, la protection des consommateurs et la sécurité de l'approvisionnement.

L'année écoulée a confirmé la profondeur des transformations que connaissent les marchés européens de l'électricité et du gaz naturel. Après les tensions exceptionnelles observées depuis 2021, les marchés de l'énergie ont poursuivi leur normalisation en 2025, avec une baisse des prix de gros de l'électricité et du gaz. Cette évolution ne doit toutefois pas masquer les défis persistants auxquels l'Union européenne reste confrontée : les prix de l'énergie demeurent structurellement plus élevés que dans certaines autres régions du monde, la volatilité des prix de l'électricité s'est accentuée et les conditions géopolitiques continuent de peser sur la sécurité d'approvisionnement.

Dans ce contexte, l'année 2025 a surtout été marquée par l'accélération du passage d'un système énergétique fondé principalement sur des ressources fossiles importées vers un système davantage électrifié, décarboné et flexible. Les énergies renouvelables ont ainsi représenté environ 50 % de la production d'électricité de l'Union européenne en 2025. La progression rapide du solaire et de l'éolien contribue à réduire la dépendance aux combustibles fossiles, mais elle transforme également profondément le fonctionnement des marchés : les périodes de prix très bas, voire négatifs, se multiplient tandis que les écarts de prix au cours d'une même journée deviennent plus importants. Cette évolution renforce considérablement la valeur économique du stockage, de la gestion de la demande, de la flexibilité et des interconnexions.

L'intégration des marchés européens de l'électricité a parallèlement franchi une nouvelle étape. Depuis le 30 septembre 2025, le marché journalier européen fonctionne avec une granularité de 15 minutes, permettant de mieux refléter les variations rapides de la production renouvelable et de la demande et de donner une valeur plus précise aux ressources capables de fournir de la flexibilité. Cette évolution illustre une tendance plus générale : dans un système électrique de plus en plus décentralisé et variable, l'efficacité des marchés dépendra autant du développement de nouvelles capacités que de la capacité à utiliser de manière optimale les infrastructures et les ressources existantes.

La réforme du marché européen de l'électricité, entrée en vigueur en juillet 2024, poursuit précisément cet objectif. Sa mise en œuvre nationale s'est poursuivie en 2025, avec notamment des contrats à prix dynamiques, du partage d'énergie et de nouveaux dispositifs destinés à renforcer la protection et la participation active des consommateurs. Le cadre européen cherche ainsi à mieux concilier trois objectifs qui peuvent parfois entrer en conflits : garantir des prix abordables, offrir des signaux d'investissement suffisamment prévisibles et maintenir les bénéfices d'un marché concurrentiel.

Cette transformation du système électrique s'accompagne d'un besoin croissant d'infrastructures. Le développement des réseaux constitue désormais l'un des principaux enjeux de la transition énergétique européenne. L'augmentation des demandes de raccordement, tant du côté de la production que de la consommation, les congestions et les délais de réalisation des projets imposent de repenser non seulement l'investissement dans les réseaux, mais également leur utilisation. La Commission européenne a ainsi présenté en décembre 2025 l'European Grids Package, destiné à accélérer le développement et la modernisation des réseaux, à faciliter les procédures d'autorisation et à améliorer les capacités d'interconnexion.

Cette évolution confère également une importance croissante aux politiques tarifaires et aux mécanismes de flexibilité. Les investissements dans les réseaux devront être accompagnés d'incitations permettant d'optimiser leur utilisation, de limiter les congestions et de différer, lorsque cela est économiquement pertinent, certains renforcements. Dans son suivi des marchés européens, l'ACER souligne à cet égard le rôle déterminant de la participation active de la demande, des batteries, des véhicules électriques et des autres formes de flexibilité, ainsi que la nécessité de poursuivre l'intégration transfrontalière des marchés.

Dans le secteur du gaz, la transformation est tout aussi profonde, mais elle prend une forme différente. L'Union européenne a considérablement réduit sa dépendance au gaz russe : la part de celui-ci dans les importations européennes est passée d'environ 40 % en 2021 à environ 12 % en 2025. .[1]

En février 2026, le règlement européen mettant progressivement fin aux importations de gaz russe est entré en vigueur, avec une suppression progressive des importations de GNL russe en 2026 et du gaz russe transporté par gazoduc au plus tard en 2027. La diversification des approvisionnements, notamment par le GNL, a ainsi renforcé la sécurité d'approvisionnement européenne, tout en créant de nouvelles dépendances vis-à-vis des marchés mondiaux.

Parallèlement, le cadre réglementaire du secteur gazier a été profondément renouvelé avec l'adoption du paquet européen relatif à l'hydrogène et aux gaz décarbonés. La directive (UE) 2024/1788 et le règlement (UE) 2024/1789 établissent les bases d'un marché européen intégrant progressivement le biométhane, les gaz renouvelables, les gaz bas carbone et l'hydrogène, tout en prévoyant des règles spécifiques pour les infrastructures et les opérateurs de réseaux d'hydrogène. L'échéance de transposition de cette nouvelle législation dans les États membres était fixée au 5 août 2026.

Enfin, la politique énergétique européenne s'inscrit de plus en plus explicitement dans un objectif de compétitivité industrielle. Le Clean Industrial Deal et l'Affordable Energy Action Plan, présentés en février 2025, placent la réduction des coûts de l'énergie, le développement des réseaux, l'électrification et la mobilisation des investissements au cœur de la stratégie européenne. Cette évolution traduit une prise de conscience importante : la transition énergétique ne peut être durable que si elle permet simultanément de renforcer la décarbonation, la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de l'économie européenne.

Pour les autorités de régulation nationales, ces évolutions représentent un changement d'échelle. Leur mission ne consiste plus uniquement à assurer le bon fonctionnement des marchés nationaux et à encadrer les monopoles naturels que constituent les réseaux. Elle s'inscrit désormais dans un marché européen de plus en plus intégré, caractérisé par des flux transfrontaliers croissants, une interdépendance accrue entre électricité et gaz, le développement de nouvelles formes de flexibilité et l'émergence de nouveaux acteurs et de nouveaux vecteurs énergétiques.

Dans ce contexte, l'Institut Luxembourgeois de Régulation entend poursuivre sa mission avec une attention particulière portée à l'efficacité des marchés, à la protection des consommateurs, à la sécurité d'approvisionnement et à la bonne intégration du marché luxembourgeois dans le marché européen. Le présent rapport documente ces évolutions en 2025 et leur transposition au Luxembourg. Il vise ainsi à contribuer à une meilleure compréhension des transformations en cours et à éclairer les choix nécessaires pour accompagner un système énergétique plus intégré, plus flexible, plus décarboné et compétitif, tout en veillant à ce que les bénéfices de cette transformation puissent être partagés à l'ensemble des consommateurs.

Les données chiffrées contenues dans le présent rapport sont basées sur les informations fournies par les entreprises d'énergie soumises à la surveillance de l'Institut Luxembourgeois de Régulation. Sauf indication contraire, toutes les valeurs sont arrêtées au 31 décembre 2025. Bien que ce rapport soit censé refléter la situation des marchés de l'électricité et du gaz naturel de l'année 2025, les événements récents sur les marchés de l'énergie justifient d'y ajouter un bref aperçu sur les développements en 2026. Ceux-ci seront évidemment développés plus en détail lors du prochain rapport.

Bien que l'Institut mette tout en œuvre pour assurer la qualité de l'information, il se peut que certaines données proposées dans le présent rapport puissent contenir des imperfections de toute nature, tant dans la forme que dans le contenu spécifique.

Toutes ces informations sont donc fournies sans aucune garantie de quelque sorte que ce soit, expresse ou implicite et n'engagent aucunement l'Institut compte tenu des nombreux facteurs extérieurs et indépendants de sa volonté qui doivent être considérés.

[1] https://www.consilium.europa.eu/fr/infographics/where-does-the-eu-s-gas-come-from/

1 DÉVELOPPEMENTS MAJEURS SUR LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

1.1 VEILLE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

Dans le secteur de l'électricité, en 2025 le Grand-Duché de Luxembourg compte 354.927 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,529 TWh, cette dernière étant en hausse de 3 % par rapport à 2024. Les clients finals se répartissent entre dix entreprises de fourniture d'électricité dont 7 sont actives sur le marché résidentiel et 10 sur le marché non résidentiel. Il n'y a pas eu de mouvements significatifs des parts de marché des fournisseurs d'électricité pour les différents segments de clients.

Outre les installations de production d'électricité connectées aux réseaux de transport ou de distribution, les besoins en électricité de la zone de réglage luxembourgeoise sont en grande partie couverts par des importations en provenance de l'Allemagne.

La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables a permis de couvrir 27 % de la consommation nationale et s'élève à 1.763 GWh en 2025, en hausse de 22,2 % par rapport à 2024. Cette hausse s'explique principalement par une hausse de 74 % de la production photovoltaïque ainsi qu'une hausse de 26 % de la production à partir de la biomasse. La production par cogénération sur base de gaz naturel a diminué de 8,7 %.

Dans le secteur du gaz naturel, en 2025 le Grand-Duché de Luxembourg compte 92.511 consommateurs représentant une consommation nationale de 6,657 TWh. Quatre entreprises de gaz naturel opèrent activement sur le marché de détail, 3 sur le marché résidentiel et 4 sur le marché non résidentiel.

1.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

L'Institut veille à ce que les gestionnaires de réseau évitent toute discrimination relative à l'accès aux réseaux grâce à la dissociation juridique, fonctionnelle et comptable, notamment à travers l'analyse des comptes séparés par activité et des contrats de prestations de services et règlements intérieurs en place au sein de l'entreprise verticalement intégrée. Par ailleurs, l'Institut doit surveiller les pratiques de communication et les stratégies de marque du gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée. Celui-ci doit s'abstenir de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée.

Le contrat de prestations de services entre le gestionnaire de réseau Creos Luxembourg S.A. (ci-après « Creos ») et sa maison-mère Encevo S.A. (ci-après « Encevo ») regroupe des services administratifs au sein d'une seule des entités du groupe, à savoir pour chaque service celle des entités la mieux outillée, le tout en conformité avec les exigences des articles 31(2) et 32(3) de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, respectivement l'article 38(1) de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel. Ainsi, Encevo prend en charge des services communs aux différentes entités du groupe, tels que, sans être exhaustif, l'audit interne, les assurances, la comptabilité, la trésorerie, les ressources humaines ou la régulation. D'autres services communs, notamment l'informatique, sont gérés par Creos.

La société Creos Luxembourg Hydrogen S.A., filiale de Creos Luxembourg S.A., a été désignée comme gestionnaire de réseau d'hydrogène au Grand-Duché de Luxembourg, en vertu de l'autorisation ministérielle du 18 novembre 2025.

1.1.2 DÉTERMINATION DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT ET D'UTILISATION DES RÉSEAUX

Dans le secteur de l'électricité, chaque gestionnaire de réseau est obligé de raccorder à son réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande. Il incombe en outre aux gestionnaires de réseaux de soumettre les conditions techniques, financières et générales de raccordement pour acceptation par l'Institut. Depuis le 1er janvier 2017, les tarifs d'utilisation du réseau électrique sont identiques pour tous les réseaux de distribution luxembourgeois, en conséquence de la péréquation nationale, que le consommateur soit raccordé au réseau de Creos ou à un des autres réseaux (Ville de Diekirch, Ville d'Ettelbruck, Sudstroum). La péréquation tarifaire[2] facilite la comparaison des produits d'électricité sur l'ensemble du territoire luxembourgeois.

En 2025, l'Institut a appliqué une nouvelle méthodologie de détermination des revenus autorisés des gestionnaires de réseaux électriques pour la période de régulation 2025-2028. Cette méthodologie vise à améliorer la transparence de la régulation tarifaire, à renforcer le suivi des dépenses et à assurer une meilleure cohérence entre les investissements prévus, les besoins de

[2] Le principe de péréquation tarifaire signifie que les utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution sont facturés selon le même tarif réseau, indépendamment de leur localisation géographique sur le territoire luxembourgeois.

développement des réseaux et les tarifs facturés aux utilisateurs. Elle introduit notamment une approche prospective fondée sur une planification détaillée des coûts et des investissements, ainsi que des indicateurs permettant d'évaluer la qualité des services fournis par les gestionnaires de réseaux.

Par ailleurs, une nouvelle structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux basse tension est entrée en vigueur le 1er janvier 2025. Elle accorde davantage d'importance à la puissance utilisée et vise à encourager les consommateurs à limiter les usages simultanés et à répartir leur consommation dans le temps, afin de favoriser une utilisation plus efficace des infrastructures existantes. Les tarifs d'utilisation du réseau restent uniformes à l'échelle nationale. En 2025, les coûts globaux à couvrir par ces tarifs ont augmenté de 1,4 %, principalement sous l'effet des investissements nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et à la transition énergétique, ainsi que de la hausse des coûts du capital.

Pour 2026, le revenu maximal autorisé des gestionnaires de réseaux s'élève à 345,1 millions d'euros. Une contribution de l'État de 150 millions d'euros permet de réduire la part de ces coûts supportée par les tarifs.

Dans le secteur du gaz naturel, la méthodologie tarifaire applicable à la période 2025-2028 tient compte des spécificités d'un réseau confronté à la diminution progressive de la demande dans le contexte de la décarbonation. Afin de limiter le risque de coûts d'infrastructure non couverts et de mieux répartir leur prise en charge entre les utilisateurs actuels et futurs, l'Institut a introduit, dès 2025, des coefficients d'amortissement anticipé de 1,3 pour les conduites et les stations de détente. La structure tarifaire continue à reposer principalement sur des tarifs de sortie et distingue les utilisateurs selon leur type de compteur et les composantes tarifaires applicables, notamment le volume consommé et la capacité utilisée. Enfin, l'Institut a approuvé les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel applicables à partir du 1er janvier 2026, qui continuent de varier selon les gestionnaires de réseau, contrairement aux tarifs électriques harmonisés à l'échelle nationale.

1.1.3 SUPERVISION ET SUIVI DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE

1.1.3.1 MARCHÉ DE GROS

Il est rappelé que les systèmes de l'électricité et du gaz naturel du Luxembourg ne peuvent pas être considérés sans tenir compte des marchés des pays limitrophes, alors que tant d'un point de vue technique que d'un point de vue du marché, il y a une forte intégration dans le bloc allemand pour l'électricité et de forts liens avec le système belge pour le gaz naturel.

Dans le secteur de l'électricité, il n'existe pas de bourse spécifique pour le Luxembourg. Toutefois, en raison d'absence de congestion sur les lignes d'interconnexion transfrontalières avec l'Allemagne, le Luxembourg et l'Allemagne forment une zone de prix intégrée[3] (ci-après dénommée « zone DE/LU »), ce qui permet aux acteurs de participer aux échanges d'électricité sur toute bourse permettant la livraison dans cette zone. La référence pour le prix du marché au Luxembourg est le prix day-ahead réalisé pour la zone DE/LU.

Après les fortes tensions liées à la crise énergétique en 2021, les prix de gros ont poursuivi leur repli en 2025, avec une nouvelle baisse du coût moyen d'approvisionnement des fournisseurs. Cette évolution traduit une détente des conditions de marché, même si les prix restent supérieurs aux niveaux observés avant la crise énergétique. Les stratégies d'achat restent toutefois diversifiées, combinant contrats bilatéraux, marchés spot et achats à terme, ce qui influence le coût effectivement supporté par les fournisseurs. La baisse des coûts de gros ne s'est pas toujours répercutée au même rythme sur les prix facturés aux ménages, notamment au cours des années précédentes. Sur la base des hypothèses retenues, l'analyse de l'Institut constate que la marge brute des fournisseurs a fortement augmenté en 2024 et demeure à un niveau élevé en 2025. Pour un client résidentiel, cette marge brute est estimée à 46,6 €/MWh en 2025, tout en soulignant que cette analyse repose sur des hypothèses de coût d'approvisionnement et ne constitue pas une mesure directe de la marge brute des entreprises. Enfin, le cadre européen de surveillance des marchés de gros évolue avec le renforcement du REMIT, qui accroît progressivement les exigences en matière de transparence, de déclaration et de surveillance des pratiques de marché. En ce qui concerne les règles d'équilibrage, les dispositions en place, depuis 2020 pour les réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) et depuis 2025 pour les réserves de restauration de la fréquence (FRR), permettent l'accès et la participation aux marchés allemands aux unités raccordées au réseau luxembourgeois.

Depuis le 1er octobre 2015, avec le marché intégré « BeLux » (belgo-luxembourgeois) du gaz naturel, les fournisseurs désirant livrer au Luxembourg peuvent se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion

[3] Abstraction faite du réseau industriel géré par Sotel Réseau qui est raccordé au réseau de transport belge et, depuis octobre 2013, également au réseau de transport français. La zone de prix allemande regroupe l'Allemagne et le Luxembourg.

entre la zone BeLux et les pays adjacents. L'intégration de marché BeLux simplifie les moyens d'approvisionnement pour les fournisseurs actifs au Grand-Duché de Luxembourg grâce à un accès direct au gaz de la mer du Nord et de la Norvège, à l'interconnecteur avec la Grande-Bretagne, aux terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL), aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négoce.

L'évolution du marché en 2025 se caractérise principalement par une réduction du coût d'approvisionnement, une diversification des stratégies d'achat et une baisse des prix de gros, même si les prix restent supérieurs à ceux observés avant la crise en 2021.

1.1.3.2 MARCHÉ DE DÉTAIL

En 2025, le marché luxembourgeois de l'électricité reste caractérisé par une concurrence limitée et une faible mobilité des consommateurs, malgré une diversification progressive des offres. Le marché résidentiel demeure largement dominé par les contrats à prix révisable, tandis que de nouvelles solutions se développent, notamment les contrats à prix fixe, les offres à tarification dynamique et les produits « time of use ». Ces dernières permettent aux consommateurs disposant d'usages flexibles, notamment pour la recharge des véhicules électriques, d'adapter leur consommation aux périodes où l'électricité est moins chère. Les écarts de prix entre fournisseurs se sont toutefois accentués, ce qui renforce l'intérêt de comparer les offres disponibles. Pour les clients résidentiels, l'évolution des prix reste marquée par la hausse des coûts d'utilisation du réseau et la diminution progressive des mécanismes de soutien, qui ont limité la répercussion de la baisse des coûts de l'énergie sur les factures. À l'inverse, les consommateurs industriels ont bénéficié d'une baisse de leur prix d'électricité. Dans l'ensemble, le marché reste donc peu dynamique, mais l'élargissement des produits proposés offre progressivement davantage de possibilités d'adapter les contrats aux profils et aux comportements de consommation.

En 2025, le marché de détail du gaz naturel au Luxembourg demeure marqué par un nombre limité d'acteurs et une faible propension des consommateurs à changer de fournisseur. Le marché reste fortement concentré, tandis que les volumes sont principalement consommés par les secteurs professionnel et industriel. La baisse progressive des prix de l'énergie n'a pas suffi à stimuler significativement la mobilité des clients, les différences entre les offres restant relativement limitées et le choix disponible s'est réduit avec le retrait d'un fournisseur. L'expiration des dispositifs publics de soutien constitue l'un des principaux changements de l'année : malgré la poursuite de la baisse du coût d'approvisionnement du gaz naturel, les ménages ont vu leur facture finale augmenter, les aides qui avaient atténué l'impact de la crise n'étant plus appliquées. Du côté des produits proposés, les contrats à prix révisable restent très largement prépondérants, tandis que les offres à prix fixe ont fait leur retour au cours de l'année. Cette évolution redonne progressivement davantage de diversité au marché, mais implique également pour les consommateurs de bien évaluer les conditions et la durée d'engagement associées à ces offres. Dans ce contexte, l'Institut a invité les consommateurs à adopter une démarche plus active, notamment en comparant les offres et en sollicitant plusieurs propositions avant le renouvellement de leur contrat.

1.1.3.3 AUTOCONSOMMATION ET PARTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

Les autoconsommateurs peuvent consommer en premier lieu leur propre production d'électricité pour couvrir la consommation de leur ménage et ensuite injecter uniquement le surplus dans le réseau de distribution. Avec la suppression des charges et redevances pour l'électricité autoconsommée, l'autoconsommation s'avère donc être économique et écologique. Cela permet en effet de consommer l'électricité renouvelable quand elle est disponible et d'éviter ainsi les coûts de la fourniture depuis le réseau. Le consommateur devient ainsi moins dépendant de la fourniture par le réseau et des aléas des prix de marché. Il est également possible de partager l'électricité autoproduite non seulement avec des voisins immédiats, mais également avec des utilisateurs du réseau à travers le pays, y compris ceux qui sont connectés à un autre réseau de distribution.

Au 31 décembre 2025, 23.459 sur un total 33.304 installations photovoltaïques sont actives en mode autoconsommation, à la fin de l'année 2024 leur nombre était de 12.477. 182 GWh d'électricité solaire ont été autoconsommés en 2025, soit individuellement, soit conjointement dans le cadre de l'autoconsommation collective (57 GWh en 2024).

Au 31 décembre 2025, 1.071 groupes de partage étaient enregistrés auprès des gestionnaires de réseau et leur nombre ne cesse d'augmenter ; au 30 juin 2026, 1.575 groupes de partage étaient déjà actifs.

Toutes les informations sur les règles du partage ainsi que les démarches à entamer pour partager l'électricité autoproduite sont renseignées sur la plateforme Internet www.weshareenergy.lu de l'ILR, où se trouve également un logiciel que les personnes intéressées peuvent télécharger gratuitement afin de simuler elles-mêmes un groupe de partage et découvrir ainsi s'il serait intéressant pour elles de partager l'électricité autoproduite.

1.1.3.4 ÉNERGIES RENOUVELABLES

La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables s'élève à 1.763 GWh en 2025 (en hausse de 22,2 % par rapport à 2024), ce qui correspond à 27 % de la consommation nationale.

La puissance totale de toutes les centrales de productions renouvelables et non-renouvelables installées au 31 décembre 2025 équivaut à 1.177 MW, avec 33.552 installations, dont 33.304 installations photovoltaïques. Au cours de 2025, 10.694 nouvelles installations photovoltaïques ont été connectées au réseau pour une puissance totale de 196 MW.

À noter également que le nombre ainsi que la puissance installée des installations de production d'électricité peuvent être consultées par technologie et par canton respectivement par commune sur le site www.geoportail.lu.

Les réservations de puissance sont introduites auprès du gestionnaire de réseau lors de la planification d'une installation de production avec une puissance élevée (à raccorder au niveau de moyenne tension ou supérieur) même avant obtention de toutes les autorisations requises. Le demandeur peut ainsi réserver la capacité d'injection ou de prélèvement nécessaire si elle est disponible au lieu concerné.

Au total, en 2025, 246 nouvelles demandes de réservation de puissance pour des capacités de production photovoltaïques et éoliennes ont été reçues, 109 demandes ont été accordées (ce qui inclut des demandes reçues avant 2025) et 175 demandes ont dû être reportées à cause d'une capacité insuffisante du réseau. En cumul, le nombre de demandes reportées augmente considérablement de 43 (37 éolien, 6 PV) en 2024 à 198 (65 éolien, 133 PV) en 2025, ce qui en termes de puissance représente une augmentation de 473 MW à 1.243 MW en attente d'une autorisation de raccordement.

1.1.3.5 DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX

Le plan décennal de développement du réseau à très haute tension, élaboré par le gestionnaire de réseau de transport Creos Luxembourg S.A. pour la période 2024-2034, a fait l'objet d'une consultation publique par Creos entre le 15 avril 2024 et le 15 mai 2024. Ce plan de développement ainsi que les documents relatifs à la consultation publique sont accessibles au public sur le site internet de Creos[4]. Conformément aux dispositions légales, l'Institut a clôturé le processus en menant à son tour une consultation publique sur le plan de développement à très haute tension en 2025. L'Institut a profité de la consultation publique relative au plan de développement à très haute tension, clôturée en 2025, pour proposer des orientations et recommandations relatives aux processus d'établissement et de mise à jour des plans décennaux de développement des réseaux d'électricité.

Il convient de noter que ce plan est le premier réalisé dans le cadre de l'article 27bis de la loi du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, modifiée par la loi du 9 juin 2023.

En outre, le développement du réseau intelligent va de pair avec l'évolution de la planification du réseau et les développements dans différents domaines, notamment la flexibilité. Les principaux objectifs poursuivis consistent à optimiser l'utilisation des infrastructures existantes, augmenter le niveau de production renouvelable, favoriser la flexibilité des acteurs du marchés tout en optimisant les nouveaux investissements.

1.1.3.6 SURVEILLANCE DES PRIX

Dans le secteur de l'électricité, les prix de l'énergie et la fourniture ainsi que les frais réseaux des clients résidentiels ont fortement augmenté entre 2022 et 2023 et sont restés à un niveau élevé en 2024 et 2025. Néanmoins l'État avait prévu des mesures pour stabiliser le prix de l'électricité des ménages au niveau du prix de 2022. La mise en œuvre de ces mesures a conduit à l'introduction d'un taux négatif pour la contribution au mécanisme de compensation des consommateurs d'électricité avec une consommation annuelle inférieure à 25.000 kWh à partir de 2023. Le montant de la contribution négative a été fixé de sorte à égaliser les hausses de prix annoncées pour l'énergie et le réseau. En 2025, la contribution liée au taux négatif a nettement diminué. Combinée à une augmentation des frais d'utilisation du réseau, cette évolution a entièrement compensé la baisse du prix de l'énergie, conduisant même à une hausse de 31 % du prix total. Nonobstant des aides pour les consommateurs visés, il est toujours utile de comparer les différentes offres des fournisseurs.

La diminution en 2025 de 15 % du prix total de l'électricité pour les clients industriels s'explique à la fois par la baisse (-18 %) du prix de l'énergie et de la fourniture, et par la baisse (- 6 %) des frais d'utilisation du réseau. Bien que le prix actuel ait diminué en 2025, il reste au-dessus des prix observés avant la crise en 2021.

[4] https://www.creos-net.lu/particuliers/creos-luxembourg/ndp

En raison des prix élevés de la molécule de gaz naturel, le gouvernement luxembourgeois avait décidé en 2022 de prendre en charge les frais d'utilisation du réseau pour les consommateurs des catégories 1 et 2, connectées à un réseau de distribution. Cette mesure est restée d'application jusqu'en 2024. Au 1er janvier 2025, ces aides d'État ont expiré. En même temps, les prix de l'énergie et de la fourniture ont continué à diminuer, mais cette baisse n'a pas suffi à compenser la suppression de ces aides. En conséquence, le prix total payé par le client résidentiel a augmenté de 10,9 % en 2025.

1.1.3.7 PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Le consommateur est au cœur de l'activité de l'Institut. Dès lors, le site Internet de l'Institut dédié aux consommateurs www.myilr.lu[5] assume le rôle de guichet unique et répond aux questions des consommateurs sur leurs droits, possibilités et devoirs dans le contexte du marché de l'énergie libéralisé.

En outre, l'Institut met à jour de manière continue son comparateur de prix, « Calculix »[6] , qui compare les différentes offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel disponibles pour les clients résidentiels au Luxembourg. L'outil offre aux consommateurs une information complète et transparente pour qu'ils puissent faire un choix en toute connaissance de cause. L'adaptation de la structure tarifaire en basse tension a rendu nécessaire des changements au niveau de l'affichage des frais du réseau. D'autres adaptations, effectuées en 2024, concernent une réorganisation des types de remises et la présentation des produits dynamiques avec des surcharges.

1.2 COOPÉRATIONS EUROPÉENNES ET TRANSFRONTALIÈRES

L'Institut contribue aux projets européens afin de favoriser la réalisation d'un marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, à savoir un marché européen unique et plus compétitif des produits et services du secteur énergétique. L'ouverture des marchés de l'énergie par la mise en œuvre de règles et infrastructures communes assure la disponibilité d'énergie aux conditions les plus favorables pour l'utilisateur final.

1.2.1 AU NIVEAU DE L'UNION EUROPÉENNE

La coopération avec l'Agence de coopération des régulateurs d'énergie (ACER), le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et la Commission européenne, de même qu'avec les autorités de régulation des autres États membres, fait partie des missions de l'Institut. Cette coopération, qui concerne notamment les questions transfrontalières et la protection des consommateurs, vise à promouvoir un marché intérieur de l'électricité concurrentiel, sûr et durable pour l'environnement, une ouverture effective du marché pour l'ensemble des clients et fournisseurs et des réseaux d'électricité qui fonctionnent de manière efficiente et fiable.

En 2025, l'Institut a continué à mettre en œuvre, en coopération avec ses homologues européens, l'implémentation des orientations-cadre et des codes réseaux portant sur les règles de marché (allocation des capacités long terme, allocation de capacité et gestion de la congestion à court terme, équilibrage du réseau) et la gestion du réseau de transport. Plus précisément en ce qui concerne la révision des règles d'allocation et de gestion de la congestion à court terme par la Commission européenne, l'Institut a également participé aux discussions et assisté le Ministère ayant l'Energie dans ses attributions afin de définir une position nationale.

Enfin, l'Institut a participé aux discussions portant sur le développement des règles de marché et des règles de gestion du réseau dans la région de calcul de capacité Core et la zone synchrone Europe continentale.

1.2.2 COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET INTÉGRATIONS DES MARCHÉS

Dans le secteur de l'électricité, Creos Luxembourg S.A. collabore avec les gestionnaires de réseau de transport Elia System Operator S.A. (« Elia ») et Amprion GmbH (« Amprion ») pour opérer une capacité d'interconnexion de 400 MVA avec la Belgique via un transformateur-déphaseur et l'utilisation de lignes existantes visant à améliorer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg et à favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité. D'autres projets, principalement avec l'Allemagne, sont développés pour accompagner la demande croissante en électricité liée à l'accroissement de la population, au développement de la mobilité électrique, au passage du chauffage par énergie fossile à l'électricité (pompes à chaleur) et à l'augmentation attendue de la demande pour de nouveaux centres de données, le tout accompagné d'une digitalisation croissante de la gestion des réseaux électriques. Ainsi,

[5] https://myilr.lu/mes-questions/energie/
[6] www.calculix.lu

Creos va renforcer l'interconnexion avec l'Allemagne en passant de 220 kV à 380 kV par la mise en service des nouvelles installations, utilisant autant que possible les tracés actuels des lignes électriques 220 kV est prévue pour 2030.

Après la mise en place au 1er juin 2020 des modalités pour l'accès et la participation au marché allemand des réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) des fournisseurs de services d'équilibrage ayant une ou plusieurs unités techniques raccordées au réseau luxembourgeois, et la mise en application au 1er janvier 2025 des modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage pour la restauration de la fréquence (FRR) permettant l'accès et la participation au marché allemand pour tous les fournisseurs de services d'équilibrage ayant une ou plusieurs unités techniques raccordées au réseau luxembourgeois, les règles d'équilibrage ont été révisées et permettent notamment de réduire la différence de pratique entre les acteurs présents au Luxembourg par rapport à ceux présents en Allemagne.

En ce qui concerne le marché du gaz naturel, un système commun d'équilibrage, conforme aux dispositions du règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz, est mis en place au sein du marché intégré BeLux depuis octobre 2015 et est géré par la société Balansys.

1.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

L'Institut ne disposait pas de compétences spécifiques en matière de sécurité d'approvisionnement en 2025. Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie en est chargé : il surveille l'équilibre entre l'offre et la demande, les capacités de production existantes et en projet, les investissements nécessaires et la sécurité d'exploitation des réseaux. Finalement, il renseigne sur ses activités dans un rapport bisannuel.

Les projets de renforcement des interconnexions des réseaux de transport en électricité avec ceux des pays voisins visent à augmenter la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg et à contribuer à l'intégration des marchés.

Outre le besoin d'investissement dans le renforcement des interconnexions électriques, il y a également lieu d'analyser les investissements dans des capacités de production additionnelles. L'adéquation entre la production et la consommation est généralement évaluée comme un critère de la sécurité d'approvisionnement.

1.3.1 AU NIVEAU DE L'ÉLECTRICITÉ

En-dehors de la centrale de pompage de Vianden (d'une puissance installée de 1.296 MW)[7], la capacité de production totale installée s'est élevée à 1.177 MW en 2025, contre 975 MW en 2024. L'augmentation de la capacité de 202 MW est principalement due à la mise en service de nouvelles centrales photovoltaïques (+196 MW).

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. En 2025, la puissance maximale mesurée sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg (y compris les transits vers la Belgique) était de 852,4 MW. Le maximum de la charge verticale (puissance maximale mesurée sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg sans le transit vers la Belgique) était de 743 MW.

En vue d'une croissance de la charge maximale du réseau Creos, du fait de l'accroissement de la population, du développement de la mobilité électrique (train, tram, bus et voitures individuelles), du passage du chauffage par énergie fossile à l'électricité et de l'augmentation de la demande pour de nouveaux centres de données, le tout accompagné d'une digitalisation croissante de la gestion des réseaux électriques, l'interconnexion avec l'Allemagne sera renforcée à l'horizon 2030 via la construction d'une double ligne de 380 kV utilisant partiellement les tracés actuels des lignes 220 kV reliant les 2 pays. Ce renforcement permettra d'accroître la capacité N-2 de l'interconnexion entre le Luxembourg et l'Allemagne de 980 MVA à 1.464 MVA.

1.3.2 AU NIVEAU DU GAZ NATUREL

Le règlement (UE) n°2017/1938 de la Commission du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel, et abrogeant le règlement (UE) n°994/2010, établit les dispositions qui visent à maintenir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et à mettre en œuvre les mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus garantir la sécurité de l'approvisionnement.

[7] Cette centrale de pompage-turbinage, bien que localisée au Grand-Duché, n'est pas connectée au réseau de transport luxembourgeois, mais injecte sa production dans le réseau de transport allemand.

En vertu du règlement (EU) 2022/1032 portant sur les obligations de stockage de gaz, la Loi Gaz décrit l'obligation pour les expéditeurs actifs au Luxembourg d'avoir accès à des capacités de stockage dans d'autres États Membres (en mains propres ou par le biais de contrats avec des opérateurs de stockage) pour couvrir au moins 15 % de leur fourniture annuelle des 5 dernières années, ce qui a été respecté par les fournisseurs actifs au Luxembourg en 2025.

Depuis le 1er octobre 2015, les mesures prises dans le cadre du projet BeLux garantissent des flux de 180.000 m^3/h en provenance de la Belgique, le complément pour couvrir la demande luxembourgeoise étant déterminé par Creos à partir des valeurs historiques des 4 dernières années gazières. Ce complément sert à définir la quantité de capacité conditionnelle trimestrielle offerte au point d'interconnexion Remich.

Aucun développement des capacités de transport de gaz naturel n'est planifié au moment auquel ce rapport est publié.

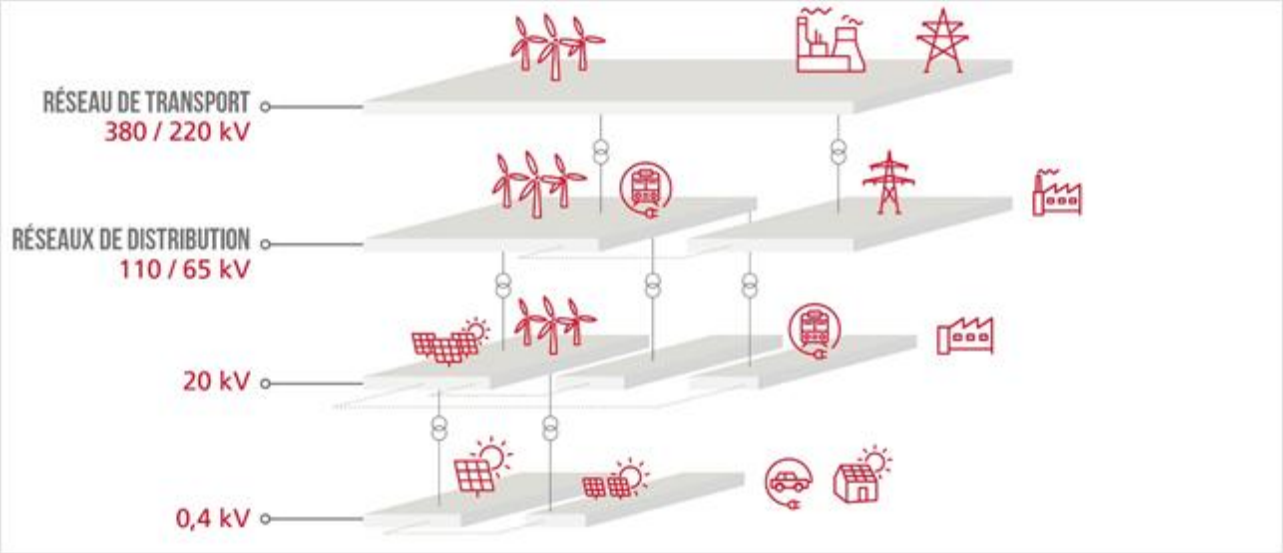
2 LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

2.1 RÉGULATION DES RÉSEAUX

L'illustration ci-dessous présente la hiérarchie des réseaux de transport et de distribution électriques, telle qu'elle se présente au Luxembourg.

À travers des lignes de très haute tension, le Grand-Duché de Luxembourg est interconnecté avec ses pays voisins ; ce « réseau de transport » est exclusivement géré par Creos Luxembourg S.A. et interconnecte sur une longueur de 590 kilomètres les quatre coins du pays avec une tension électrique de 220.000 Volt ; il est prévu de l'étendre partiellement à des lignes de 380.000 Volt.

Les « réseaux de distribution » en aval sont alimentés par le réseau de transport et par les producteurs d'électricité raccordés en distribution pour acheminer l'électricité vers les consommateurs raccordés aux différents niveaux de tension. On différencie entre trois niveaux de tension, à savoir le réseau de « haute tension » (65.000 Volt avec une extension future vers 110.000 Volt), celui de « moyenne tension » (20.000 Volt) et le réseau « basse tension » (400 Volt), à travers lequel tous les ménages luxembourgeois sont alimentés en énergie électrique.



Graphique 1 : Réseaux électriques

2.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU

2.1.1.1 DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT

L'un des apports majeurs du troisième Paquet Énergie réside dans la mise en œuvre d'un système de dissociation du gestionnaire du réseau de transport des autres activités de l'entreprise verticalement intégrée, visant à supprimer toute discrimination et tout conflit d'intérêts entre les producteurs, les fournisseurs et le gestionnaire de réseau de transport afin de créer des incitations à la réalisation des investissements nécessaires et de garantir l'accès de nouveaux venus sur le marché. Ces principes ont été repris et consolidés par le nouveau Paquet « Énergie propre pour tous les Européens », notamment par la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, en prévoyant les options suivantes pour dissocier la fourniture et la production de la gestion du réseau de transport :

- une dissociation intégrale des structures de propriété (modèle « Ownership Unbundling ») ;
- un gestionnaire de réseau indépendant (modèle « Independent System Operator ») ; et
- un gestionnaire de transport indépendant (modèle « Independent Transport Operator »).

Chaque gestionnaire du réseau de transport doit avoir été certifié par l'autorité de régulation comme étant conforme aux exigences de dissociation entre, d'une part, la propriété et l'exploitation de réseaux de transport, et, d'autre part, la production et la fourniture d'électricité, peu importe l'option choisie.

Ainsi, l'article 52 de la directive (UE) 2019/944 dispose qu'une entreprise, qui possède un réseau de transport, doit être certifiée conformément à une procédure définie par la directive même avant qu'elle ne puisse être agréée et désignée comme gestionnaire de réseau de transport. La certification doit se faire notamment en vérifiant la conformité de l'entreprise aux exigences de dissociation, fixées à l'article 43 de la directive (UE) 2019/944.

L'article 43 de la directive (UE) 2019/944 ne s'appliquant pas au Luxembourg, la législation luxembourgeoise, faisant déjà valoir en faveur du Grand-Duché la dérogation à l'article 9 de la directive 2009/72/CE prévue à l'article 44.2 de ladite directive, n'a pas besoin d'être modifié sur ce point. Ainsi, la disposition de l'article 25(4bis) de la Loi Electricité selon laquelle le détenteur d'une concession pour la gestion d'un réseau de transport est agréé et désigné comme gestionnaire de réseau de transport pour les besoins de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne reste inchangée.

Sur base de cette disposition, l'Institut a communiqué en date du 16 janvier 2013 à la Commission européenne que la société Creos, disposant d'une concession pour la gestion d'un réseau de transport, est agréée et désignée comme gestionnaire d'un réseau de transport pour les besoins de la liste publiée au Journal officiel de l'Union européenne.

Malgré ladite dérogation quant à l'application de la dissociation entre réseau de transport et activités de production et de fourniture, le législateur luxembourgeois avait tout de même transposé la directive 2009/72/CE pour établir un cadre législatif assurant un certain degré d'indépendance au gestionnaire de réseau de transport. Dès lors, un gestionnaire de réseau de transport, faisant partie d'une entreprise d'électricité verticalement intégrée, doit répondre aux mêmes exigences de dissociation sur le plan juridique, organisationnel et décisionnel qu'un gestionnaire de réseau de distribution. Ces exigences, ne sont pas remises en cause par la directive (UE) 2019/944, et sont reprises à l'article 32 de la Loi Électricité. Elles s'appliquent à l'ensemble des gestionnaires de réseau, à l'exception des gestionnaires de réseau de distribution desservant moins de 100.000 clients raccordés.

Afin d'assurer l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport, les conditions minimales suivantes doivent être constamment remplies par Creos, en tant que gestionnaire de réseau de transport :

- l'absence pour les personnes responsables de la gestion quotidienne du gestionnaire du réseau de transport, de tout cumul de fonctions ou de mandats au sein des structures de l'entreprise verticalement intégrée qui sont directement ou indirectement chargée de la gestion quotidienne des activités de production ou de fourniture d'électricité ;
- l'obligation pour le gestionnaire du réseau de transport de disposer des ressources nécessaires, tant humaines que techniques, financières et matérielles pour assurer l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau ;
- l'obligation pour le gestionnaire de réseau du transport, d'établir un programme d'engagements définissant les mesures destinées à exclure toute pratique discriminatoire. Ce programme d'engagement fait l'objet d'un suivi approprié par un « Compliance Officer » présentant toutes les garanties d'indépendance et d'intégrité. Celui-ci établit et publie un rapport annuel sur l'exécution du programme d'engagements.

En outre, les exigences de confidentialité imposées au gestionnaire de réseau de transport à travers l'article 41 de la directive 2019/944/CE sont intégralement reprises en droit national. Ainsi, le gestionnaire du réseau de transport doit s'abstenir de divulguer toute information commercialement sensible aux autres parties de l'entreprise verticalement intégrée et ne doit pas recourir à des services communs hormis les fonctions purement administratives (article 31 de la Loi Électricité).

Enfin, l'Institut est chargé de veiller à ce que les gestionnaires de réseau garantissent un accès aux réseaux exempt de toute discrimination, notamment par le respect des exigences de dissociation juridique, fonctionnelle et comptable. À cette fin, il contrôle notamment les comptes séparés par activité ainsi que les contrats de prestations de services et les règlements internes mis en place au sein des entreprises verticalement intégrées.

Dans ce cadre, les entreprises concernées sont tenues de tenir une comptabilité distincte pour chacune de leurs activités de transport et de distribution, ainsi que pour les activités exercées en dehors de ces secteurs. L'Institut veille dès lors notamment à ce que l'activité de développement et de gestion de la plateforme informatique nationale et centralisée de données énergétiques (« LENEDA »), confiée au gestionnaire du réseau de transport d'électricité par la loi du 3 février 2021, fasse l'objet d'une séparation comptable interne au sein du gestionnaire de réseau de transport.

Par ailleurs, l'Institut est chargé de surveiller les pratiques de communication et les stratégies de marque du gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée. À cet égard, il veille à ce que les gestionnaires s'abstiennent de toute pratique susceptible de créer une confusion entre leur identité et celle de la branche des activités de fourniture de la même entreprise verticalement intégrée.

Un contrat de prestations de services a été signé entre Creos et Encevo, en vertu duquel certains services administratifs sont mutualisés au sein du groupe et assurés, pour chaque domaine concerné, par l'entité disposant des compétences et des ressources les plus adaptées. Cette organisation est mise en œuvre dans le respect des exigences prévues aux articles 31(2) et 32(3) de la Loi Electricité respectivement l'article 38(1) de la Loi Gaz Ainsi, Encevo prend en charge des services communs aux différentes entités du groupe, tels que, sans être exhaustif, l'audit interne, les assurances, la comptabilité, la trésorerie, les ressources humaines ou la régulation. D'autres services communs, notamment l'informatique, sont gérés par Creos.

Les principaux aspects relatifs à l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport dans le cadre de cette organisation sont analysés ci-après.

2.1.1.2 UN PROGRAMME D'ENGAGEMENTS

Dans le cadre de l'article 32(2d) de la Loi Électricité, le gestionnaire de réseau de transport appartenant à une entreprise verticalement intégrée doit établir un programme d'engagements qui, d'une part, contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire soit exclue par rapport aux acteurs du marché et que son application fasse l'objet d'un suivi approprié et qui, d'autre part, énumère les obligations spécifiques imposées au personnel de l'entreprise pour que cet objectif soit atteint.

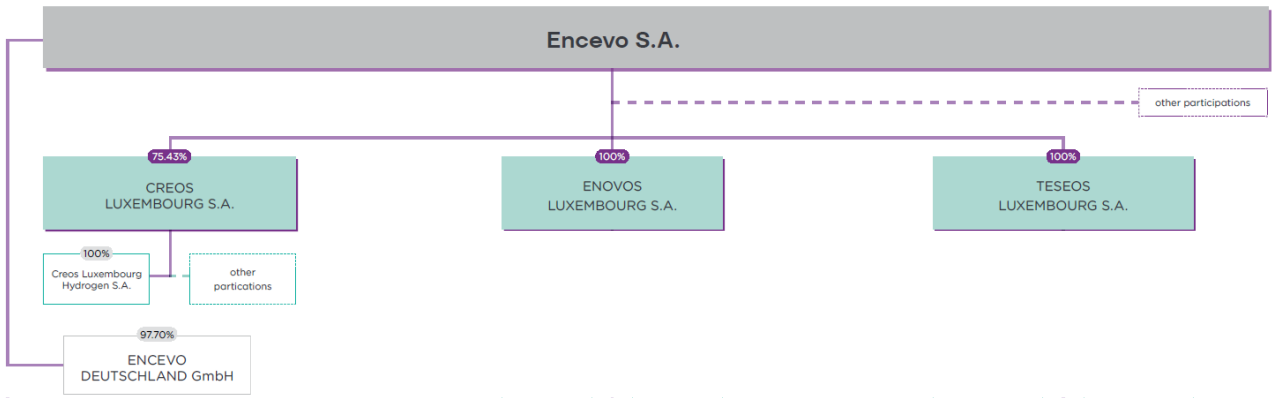
Le propriétaire et gestionnaire du réseau de transport d'électricité Creos fait partie d'un groupe d'entreprises verticalement intégré dans lequel les activités de fourniture et de production sont exercées par une entité juridiquement distincte, à savoir Enovos Luxembourg S.A. (ci-après « Enovos »). Creos, en charge des activités de réseaux à la fois de distribution et de transport, et Enovos, responsable des activités de production et de fourniture, sont des filiales supervisées par la même holding opérationnelle Encevo.

Creos a établi un programme d'engagements et désigné un responsable du suivi, appelé « Compliance Officer », qui rapporte chaque année à l'Institut le suivi des mesures mises en place. Le rapport est publié par Creos sur son site Internet.

2.1.1.3



Graphique 2 représente une version simplifiée du schéma disponible sur le site Internet du groupe Encevo[8] et montre comment Creos est dissociée sur le plan de la forme juridique des autres entités de l'entreprise verticalement intégrée.



Graphique 2 : Le groupe Encevo

Le Tableau 1 ci-après montre la structure des actionnaires d'Encevo dont il est à noter que l'actionnariat se compose au 31 décembre 2025 d'un actionnariat public (participations directes et indirectes) à hauteur de 75.08% des parts, 24,92% étant détenues par des actionnaires privés.

[8] https://www.encevo.eu/en/who-we-are/?title=vision-mission

ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A. AU 31.12.2025

28,0 %	État du Grand-Duché de Luxembourg
24,92 %	China Southern Power Grid International
15,61 %	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
14,20 %	Société Nationale de Crédit et d'Investissement
12,0 %	Banque et Caisse d'Epargne de l'Etat
5,27 %	Post Luxembourg
100 %	TOTAL

Tableau 1 : Actionnariat du groupe Encevo S.A.[9]

L'actionnariat de Creos se compose pour plus de trois quarts par Encevo, les actionnaires minoritaires de Creos étant principalement issus du secteur public dont notamment la Ville de Luxembourg (voir Tableau 2).

ACTIONNARIAT DE CREOS LUXEMBOURG S.A. AU 31.12.2025

75,43 %	Encevo S.A.
20,0 %	Administration Communale de la Ville de Luxembourg
2,28 %	État du Grand-Duché de Luxembourg
0,10 %	Fédération du Génie technique
2,08 %	41 Administrations communales luxembourgeoises
0,10 %	Creos Luxembourg S.A. (actions propres)
100 %	TOTAL

Tableau 2 : Actionnariat de Creos Luxembourg S.A.[10]

2.1.1.4 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Au niveau national, Creos est à la fois l'un des gestionnaires de réseau de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. Il existe également quatre autres gestionnaires de réseaux de distribution et un gestionnaire de réseau industriel. Une vue globale des gestionnaires des réseaux est fournie au Chapitre 2.1.2 Tableau 3.

L'article 35 de la directive (UE) 2019/944 prévoit la dissociation du gestionnaire de réseau de distribution faisant partie d'une entreprise verticalement intégrée des autres activités non liées à la distribution, tant sur le plan juridique, que sur le plan organisationnel et décisionnel.

La législation luxembourgeoise a transposé les principales dispositions en matière de dissociation et d'indépendance des gestionnaires de réseau à l'article 32 de la Loi Électricité. Il prévoit une dissociation juridique, fonctionnelle et comptable du gestionnaire de réseau, mais ne contient aucune obligation de dissociation de la propriété. Il reprend en outre l'ensemble des critères minimaux à respecter pour répondre à l'exigence d'indépendance des autres activités non liées à la distribution, tant sur le plan de la forme juridique que sur le plan organisationnel et de décisionnel.

2.1.1.5 DISSOCIATION JURIDIQUE

Comme déjà indiqué ci-avant, l'article 32 de la Loi Électricité est applicable aux gestionnaires de réseaux de transport et industriel, ainsi qu'aux gestionnaires de réseaux de distribution ayant plus de 100.000 clients raccordés.

[9] Source : Rapport annuel 2025 de Encevo S.A.
[10] Source : Rapport annuel 2024 de Creos Luxembourg S.A.

L'application de cette limite conduit à la conclusion qu'un seul gestionnaire de réseau de distribution est soumis à l'obligation de dissociation juridique. En effet, Creos Luxembourg S.A. est gestionnaire d'un réseau de distribution avec plus de 100.000 clients raccordés et fait partie d'une entreprise verticalement intégrée. Étant également gestionnaire du réseau de transport, Creos est de toute façon soumise à l'obligation de dissociation juridique dont les détails sont exposés ci-avant. Toutes les autres entreprises intégrées, exploitant un réseau de distribution, approvisionnent un nombre de clients connectés largement inférieur à 100.000 clients, et ne sont donc pas concernées par l'obligation de dissociation.

2.1.1.6 DISSOCIATION FONCTIONNELLE

Les gestionnaires des réseaux soumis à l'obligation de dissociation du fait de leur appartenance à une entreprise verticalement intégrée d'électricité doivent bénéficier des conditions nécessaires leur permettant d'exercer leurs missions en toute indépendance, en particulier lors de la prise de décisions en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau ainsi que celles concernant l'exploitation et la gestion quotidienne.

La Loi Électricité a encore introduit un autre critère visant à éviter que, par le biais du gestionnaire de réseau, une entreprise intégrée d'électricité ne puisse tirer profit de son intégration verticale pour fausser le jeu de la concurrence. En particulier, le gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise verticalement intégrée doit s'abstenir, dans ses pratiques de communication et sa stratégie de marque, de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de l'entreprise verticalement intégrée. L'Institut est appelé à surveiller ces activités aux termes de l'article 32(2bis) de la Loi Électricité.

Finalement, le portail « My Creos[11] » permet aux clients d'entrer directement en contact avec Creos. Ils peuvent lancer en ligne toutes leurs démarches et demandes d'activation de services, consulter leurs données personnelles, leurs contrats et visualiser et télécharger leurs données de comptage.

2.1.1.7 DISSOCIATION COMPTABLE

Aux critères d'indépendance s'ajoute encore la dissociation comptable fixée par l'article 35 de la Loi Électricité. Ainsi, toutes les entreprises exerçant une ou plusieurs activités dans le secteur de l'électricité doivent tenir aujourd'hui dans leurs comptabilités internes des comptes séparés au titre respectivement de la distribution et du transport de l'électricité. Le cas échéant, les entreprises doivent tenir un compte séparé pour l'activité de production, fourniture et commercialisation de l'électricité et un compte regroupant l'ensemble de leurs autres activités en dehors de l'électricité. À cela s'ajoute, pour chacune des activités concernées, l'obligation de tenue de comptes séparés relatifs aux obligations de service public qu'elles exercent.

La séparation comptable est un moyen de s'assurer de l'affectation correcte des coûts entre activités régulées et concurrentielles et, plus généralement, d'encadrer les relations financières entre ces activités. Elle est également un des outils pour garantir un fonctionnement indépendant des réseaux au sein des groupes verticalement intégrés.

2.1.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

Le système électrique luxembourgeois est constitué du réseau de transport de Creos interconnecté moyennant 2 lignes transfrontalières, chacune à deux circuits, avec le réseau de transport allemand d'Amprion. Depuis octobre 2017, un transformateur-déphaseur (PST), reliant les réseaux de transport de Creos et d'Elia, le gestionnaire du réseau de transport électrique belge, permet de réaliser une interconnexion entre le Luxembourg et la Belgique principalement pour renforcer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg (voir Chapitre 2.1.4).

Les réseaux de distribution sont alimentés depuis le réseau de transport. Ils peuvent cependant bénéficier d'injections complémentaires en provenance d'installations de production décentralisées.

Le réseau industriel luxembourgeois est connecté au réseau de transport belge opéré par Elia, ainsi qu'au réseau de transport français opéré par RTE, le gestionnaire du réseau de transport électrique français, depuis la mise en service de la ligne Moulaine (F) – Belval (L) à l'automne 2013.

2.1.2.1 SERVICES D'ÉQUILIBRAGE

Creos et Amprion opèrent une zone commune Réglage-Fréquence-Puissance.

[11] https://www.creos-net.lu

Sans préjudice des obligations des responsables d'équilibre en matière de leurs injections et prélèvements, Creos, en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport, est responsable de l'équilibre en temps réel entre les injections et prélèvements d'électricité dans sa zone de réglage. Afin de garantir l'équilibre, il doit veiller à disposer de capacités de réserve : à défaut de réserves suffisantes dans son réseau, Creos remplit cette obligation via un contrat de mise à disposition de services systèmes conclu avec Amprion, dans lequel il est convenu qu'Amprion dimensionne, émette et achète les réserves et services auxiliaires nécessaires à Creos pour compenser les déséquilibres observés sur la zone commune.

2.1.2.1.1 RÈGLES D'ÉQUILIBRAGE

Les échanges énergétiques avec l'Allemagne se font à travers des nominations transfrontalières entre la zone de programmation d'Amprion et la zone de programmation de Creos. Chaque responsable d'équilibre échange entre deux périmètres d'équilibre ayant le même code EIC dans les deux zones de programmation concernées.

L'énergie d'ajustement positive ou négative livrée par Amprion pour la zone Creos est redistribuée entre les responsables du déséquilibre sur base de leurs nominations, reprenant par période ¼-horaire toutes les transactions énergétiques d'un périmètre d'équilibre avec d'autres périmètres d'équilibre. Les programmes journaliers des responsables d'équilibre concernant les volumes d'électricité qu'ils envisagent de prélever du réseau pour l'approvisionnement de clients finals sont transmis au coordinateur d'équilibre, dont la fonction au Luxembourg est assurée par le gestionnaire du réseau de transport Creos, au plus tard jusqu'à 14h30 le jour ouvré précédant le jour d'accomplissement de la fourniture prévue lors de la nomination.

L'Institut constate que la qualité des nominations de l'année 2025 s'est bien améliorée par rapport à 2024, la moyenne des écarts d'équilibre étant de -0.02 % en 2025 par rapport à +2.03 % en 2024, avec un écart-type de +10,25 % en 2025 contre 8,82 % en 2023, conjointement à une diminution de la consommation nationale.

Le recours aux ajustements négatifs (prévisions supérieures à la consommation réelle) s'élevait à 180 GWh (par rapport à 167 GWh en 2024), et le recours aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle) a diminué par rapport à 2024 pour s'élever à 188 GWh en 2025 (233 GWh en 2024). Ces ajustements ont été facturés/crédités aux prix applicables par Amprion et ont varié entre -4.39 €/kWh et 5.40 €/kWh en 2025 (par rapport à une fourchette de -5.73 €/kWh à 15.00 €/kWh en 2024).

En 2025, les échanges entre l'Institut et Creos en vue de finaliser la révisions des règles d'équilibrage ont été poursuivis, afin de modifier le calcul de la garantie bancaire, le calcul de pénalités en cas de déséquilibre significatif, et d'introduire un système de prévisions et d'allocation bottom-up au départ des données mesurées par les compteurs intelligents au sein des différents périmètres d'équilibre et la possibilité de clôturer les nominations intraday à 15 minutes avant la livraison (au lieu de 45 minutes) afin de réduire la différence de pratique entre les acteurs présents au Luxembourg par rapport à ceux présents en Allemagne. L'Institut a approuvé ces nouvelles règles en mars 2026.

2.1.2.1.2 ACCÈS AUX RÉSERVES

Après la mise en place au 1er juin 2020 des modalités permettant l'accès et la participation au marché allemand des réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) pour tous les fournisseurs de services d'équilibrage ayant une ou plusieurs unités techniques raccordées au réseau luxembourgeois, les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage pour la restauration de la fréquence ont été développées par Creos en sa qualité de gestionnaire de réseau de transport et approuvées par l'Institut en décembre 2024. Ces nouvelles règles, permettant l'accès et la participation au marché allemand des réserves de restauration de la fréquence (FRR) pour tous les fournisseurs de services d'équilibrage ayant une ou plusieurs unités techniques raccordées au réseau luxembourgeois, sont d'application depuis le 1er janvier 2025.

2.1.2.2 RÉGIME DES CONCESSIONS

La Loi Électricité prévoit que chaque propriétaire d'un réseau électrique désigne un gestionnaire de réseau pour assurer son exploitation.

L'établissement et l'exploitation d'ouvrages électriques destinés au transport et à la distribution d'électricité sont, en vertu de la Loi Électricité, subordonnés à l'octroi préalable d'une concession qui est délivrée par le ministre ayant l'énergie dans ses attributions. Tous les gestionnaires de réseau désignés se sont vu octroyer une concession en 2009 pour une durée de dix ans, renouvelable par tacite reconduction. Fin 2025, un gestionnaire est détenteur d'une concession de réseau de transport (ci-après « GRT »), un

gestionnaire détenteur d'une concession de réseau industriel (ci-après « GRI ») et 4 gestionnaires sont détenteurs d'une concession d'un réseau de distribution[12].

Une vue globale des gestionnaires et propriétaires des réseaux ainsi que de l'envergure des infrastructures est fournie dans le Tableau 3 suivant :

FONCTION	GESTIONNAIRE DE RÉSEAU	NOMBRE DE RACCORDEMENTS[13]	LONGUEUR DU RÉSEAU EN KM (> 35 kV)	LONGUEUR DU RÉSEAU EN KM (<35 kV)	PROPRIÉTAIRE DU RÉSEAU
GRT	Creos Luxembourg S.A.	170.458	631	11.734,8	Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos Luxembourg S.A.				Creos Luxembourg S.A. Commune de Steinfort
GRD	Ville de Diekirch	1.744	0	177,7	Ville de Diekirch
GRD	Sudstroum S.à r.l. et Cie S.e.c.s.	6.877	0	414,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck	2.799	0	121,2	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s.	7	58	0	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s, Sotel S.C., ArcelorMittal Belval & Differdange S.A., ELIA Asset S.A.

Tableau 3 : Infrastructure – réseaux électriques – situation au 31 décembre 2025

2.1.2.3 CONDITIONS D'ACCÈS AUX RÉSEAUX

2.1.2.3.1 CONDITIONS TECHNIQUES DE RACCORDEMENT

Chaque gestionnaire de réseau de transport ou de distribution a l'obligation de raccorder à son réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande et qui est situé dans sa zone de transport ou de distribution. Il doit prévoir des procédures normalisées et simplifiées pour faciliter le raccordement au réseau des producteurs décentralisés d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ou par cogénération à haut rendement et fournir à tout client et tout producteur les informations complètes et nécessaires qui sont requises, y compris :

a) une estimation complète et détaillée des coûts associés au raccordement ;
b) un calendrier raisonnable et précis pour la réception et le traitement de la demande de raccordement au réseau ;
c) un calendrier indicatif pour tout raccordement au réseau proposé.

Néanmoins, la Loi Électricité prévoit que le gestionnaire de réseau peut refuser l'accès à son réseau aux producteurs d'électricité, à l'exception des producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire. Le refus doit être dûment motivé et notifié dans un délai de 30 jours à la partie intéressée, ainsi qu'au régulateur, et doit reposer sur des critères objectifs et techniquement et économiquement fondés.

[12] https://www.ilr.lu/secteurs-activites/energie/electricite/fourniture-gestionnaires-reseau/gestionnaires-de-reseau/gestionnaires/.
[13] Nombre de raccordements : est défini comme le nombre de raccordements des installations de consommation finale, des installations de production, des installations vers les réseaux de distribution en aval et vers d'autres réseaux de distribution au même niveau de tension. Sur un même site, il y a au plus un raccordement. Une installation de consommation et une installation de production sur un même site ne comptent que pour un seul raccordement. Un site avec plusieurs installations de consommation (maison multifamiliale, résidence à appartements, …) ne compte que pour un seul raccordement.

En outre, la Loi Électricité prévoit que le gestionnaire de réseau peut limiter la capacité de raccordement garantie ou proposer des raccordements sous réserve de limitations opérationnelles, à condition que de telles limitations aient été approuvées par le régulateur et ne créent pas de barrières injustifiées à l'entrée sur le marché. Lorsque l'installation de production ou de consommation ou l'installation de stockage d'énergie supporte les coûts liés à la garantie de raccordement illimité, aucune limitation ne s'applique.

Les gestionnaires de réseau sont tenus de soumettre leurs conditions techniques (et financières) pour le raccordement à leur réseau à l'acceptation de l'Institut conformément aux dispositions de la Loi Électricité, notamment ses articles 5, 8 et 57. En 2025, les conditions techniques de raccordement aux réseaux sont restées inchangées.

2.1.2.3.2 PROJETS À CARACTÈRE EXPÉRIMENTAL

L'article 12 de la loi du 9 juin 2023 a introduit la possibilité pour le régulateur de conférer, sur demande motivée, le statut de projet à caractère expérimental à un projet qui réunit les conditions suivantes :

- Le projet vise à concrétiser ou faciliter la transition énergétique, à augmenter l'efficacité énergétique, à développer la digitalisation des réseaux électriques, à augmenter la résilience du système électrique, à contribuer à la réduction d'émissions de gaz à effets de serre ou à soutenir la mise en œuvre des objectifs fixés dans le plan national intégré en matière d'énergie et de climat ;
- Le projet poursuit des objectifs clairement définis et est fondé sur une approche et un suivi scientifiques ;
- Le projet implique des acteurs ayant les capacités techniques, professionnelles et organisationnelles requises pour mettre en œuvre les objectifs du projet.

Le porteur de projet peut, au moment de sa demande ou à tout moment ultérieur, demander au régulateur l'octroi de dérogations temporaires à des dispositions contenues dans les règlements et décisions pris par ce dernier en vertu de la Loi Électricité. Dans le cas où toutes les conditions de l'article 8septies paragraphe (2) sont remplies, l'Institut accorde les dérogations pour une durée maximale de trois ans. Sur demande motivée du porteur de projet, elles peuvent être prorogées pour une nouvelle période de trois ans au maximum.

L'Institut informe sans délai le ministre de la réception d'une demande visée aux paragraphes mentionnés et lui en fait parvenir une copie. Le régulateur publie sa décision au Journal officiel du Grand-Duché de Luxembourg ainsi que sur son site Internet.

En 2025, un projet s'est vu attribuer le statut de projet à caractère expérimental, à savoir le projet dénommé « Echo-Wave ». Vous trouvez plus d'informations sur les projets à caractère expérimental sur le site internet de l'Institut[14].

2.1.2.4 LA COMMUNICATION DE MARCHÉ

Le modèle de communication de marché vise la standardisation et le déroulement automatisé de l'échange de données et des processus de marché tels que le changement de fournisseur, le déménagement/emménagement ou encore la déconnexion. Afin de garantir un échange efficace et rapide, avec les entreprises d'électricité, de toutes les informations nécessaires au bon fonctionnement du marché et des réseaux interconnectés et afin de se préparer à un nombre croissant de demandes et à des délais de réponse raccourcis, les gestionnaires de réseau d'électricité ont développé conjointement un modèle de communication de marché automatisé.

Depuis leur mise en œuvre en 2017, les modalités décrites dans le document « Modell der Marktkommunikation Strom für Luxembourg » (MdMS) ont été revues à plusieurs reprises. L'Institut continue de suivre de près le travail du comité de pilotage de la communication de marché, qui poursuit le développement des procédures.

La loi du 9 juin 2023 a introduit que la communication de marché sera gérée par et intégrée dans la plateforme informatique visée à l'article 27ter de la Loi Électricité (voir chapitre 2.1.2.5), une intégration qui devrait être achevée au plus tard le 1er janvier 2027[15]. Les travaux préparatoires pour cette intégration ont commencé en 2025. L'Institut a lancé une consultation publique en 2026 sur le document portant le titre « Leneda Market Rules », qui définit les nouvelles règles de marché applicables, notamment les rôles des acteurs, les différents scénarios opérationnels ainsi que les données sous-jacentes nécessaires à l'interaction avec la plateforme LENEDA. Un objectif clé des nouvelles règles est l'harmonisation des processus pour l'électricité et le gaz afin de créer un cadre de communication de marché unique et cohérent. Cette centralisation et cette normalisation visent à minimiser les incohérences dans les données, à simplifier et à accélérer les processus pour tous les acteurs du marché.

[14] https://www.ilr.lu/secteurs-activites/energie/electricite/reseau-marche/reseaux-intelligents/projets-caractere-experimental/
[15] Projet de règlement grand-ducal relatif à la plateforme informatique de données énergétiques

2.1.2.5 PLATEFORME NATIONALE DE DONNÉES ÉNERGÉTIQUES (LENEDA)

Le 20 mars 2025, la plateforme nationale de données énergétiques a été présentée au grand public sous le nom de « LENEDA » lors d'une conférence de presse, alors qu'elle était déjà partiellement accessible en 2024 aux acteurs professionnels et aux bêta-testeurs intéressés.

La mise en place de la plateforme se déroule en trois phases :

- Dans une première phase clôturée en 2024, il s'agissait d'enregistrer les producteurs d'électricité ainsi que les gros consommateurs d'électricité et de gaz naturel et d'introduire des identifiants énergétiques uniques (Energy-ID).
- Une fois l'harmonisation des processus liés à l'électricité et au gaz réalisée, LENEDA doit être intégrée en tant que plateforme de communication centrale dans la communication de marché jusqu' au 1 janvier 2027.
- Enfin, grâce à une qualité élevée des données, une gestion avancée des données énergétiques est envisagée ; l'intégration des processus de Luxmetering (voir Chapitre 2.1.2.5) et l'extension aux données relatives à l'eau et à la chaleur sont également envisagées.

Les autres développements LENEDA pour les années à venir sont :

- Base de données centrale pour tous les acteurs professionnels pour le traitement automatisé de tous les processus liés à la communication de marché de l'électricité et du gaz ;
- Accélération de la collecte de toutes les consommations d'énergie et des valeurs d'injection, ainsi que de leur correction ;
- Interface utilisateur simplifiée pour la gestion des groupes de partage ;
- Calcul uniforme des frais de réseau individuels pour chaque POD et mise à disposition de ces informations aux fournisseurs concernés.

2.1.2.6 LE RÉSEAU INTELLIGENT

Le déploiement complet du système de comptage intelligent prescrit par la Loi Électricité avec un taux de pénétration d'au moins 95% s'est achevé en 2024 avec un niveau de couverture dépassant l'objectif fixé initialement. Ainsi, pour l'électricité, le taux d'installation a atteint 99,4 % au 31 décembre 2025.

Depuis 2021, les gestionnaires de réseau mettent une interface à disposition permettant la connexion de dispositifs directement au compteur électrique intelligent et qui permettent ainsi au consommateur de suivre sa consommation ou sa production à tout moment et n'importe où en temps quasi réel. L'Institut n'a cependant pas connaissance de développements techniques ou commerciaux sur le marché issus de cette option technique permettant au consommateur de suivre sa consommation électrique en temps quasi réel avec un investissement modeste et relativement peu de complexité.

La régulation TEN-E[16] définit un « Smart Grid » comme un réseau capable d'intégrer de manière efficiente le comportement et les actions de tous les utilisateurs qui y sont connectés, à savoir les producteurs, les consommateurs et ceux qui combinent l'un et l'autre, de manière à assurer un système électrique économiquement efficient et durable, limitant les pertes en réseaux et offrant de hauts standards de qualité et de sécurité.

Pour que le réseau électrique d'aujourd'hui devienne alors un Smart Grid, le gestionnaire de réseau doit, entre autres, pouvoir déterminer la charge de son infrastructure à un instant donné. Pour ce faire, il a besoin des données de consommation et de production fournies par les compteurs intelligents, mais aussi des informations à propos de l'état des nœuds du réseau, par exemple au niveau des postes de transformation, des sous-stations, etc.

En outre, le développement du réseau intelligent va de pair avec l'évolution de la planification du réseau et les développements dans différents domaines, notamment la flexibilité. Les principaux objectifs poursuivis consistent à optimiser l'utilisation des infrastructures existantes, augmenter le niveau de production renouvelable, favoriser la flexibilité des acteurs du marché tout en optimisant les nouveaux investissements. La première étape consiste à investir dans l'infrastructure du réseau intelligent. Au Luxembourg, le déploiement complet des compteurs intelligents est terminé et les gestionnaires de réseau ont défini un programme

[16]Source :https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy_en#:~:text=On%2023%20June%202022%2C%20the,technologies%20into%20the%20energy%20system.

d'investissements au niveau des sous-stations MT/BT avec l'ambition de faire évoluer le parc en moyenne tension d'ici 2030. La seconde étape requiert le développement d'outils permettant d'interpréter et d'agir. Il est question du développement de scénarios de réseau, d'estimateurs d'état, de prévisions, le tout associé à un dispositif adéquat de surveillance du réseau et des capacités disponibles.

Au-delà des aspects méthodologiques et des processus de traitement des données, la cohérence d'ensemble est essentielle pour proposer un cadre capable de tirer parti de la valeur ajoutée de chaque évolution. À l'heure actuelle différentes procédures ont été initiées au niveau national avec les opérateurs et au niveau européen dans le cadre du CEER, pour travailler au développement et à la clarification des différents sujets devant permettre de faire évoluer les réseaux actuels vers des réseaux de plus en plus « Smart ». Il s'agit entre autres de travaux liés à la mise en œuvre de la directive 2019/944 et de ses implications, notamment au niveau des plans de développements de la distribution ainsi que de la flexibilité et des différents moyens pour la mobiliser.

La stratégie « Smart Grid » mise en œuvre par Creos se traduit par un programme stratégique d'investissements concernant à la fois les infrastructures physiques, mais également le développement de solutions logicielles, pour disposer, d'ici à la fin de la décennie, d'un réseau intégrant les équipements de mesure, de contrôle et d'automatisation, alimentant un écosystème d'applications capables de mobiliser la communication bidirectionnelle et les nouvelles technologies permettant de répondre rapidement et de manière digitale à la variabilité de la demande et de la production d'énergie.

Le portefeuille de projets y relatif comprend quatre grands axes :

- Développer l'infrastructure réseau, ceci concerne notamment le déploiement de « Smart Stations », c'est-à-dire les équipements permettant aux stations de transformation de mesurer et de communiquer en temps réel sur l'état du réseau et les flux d'énergie d'une part, mais qui doivent également permettre d'effectuer les manœuvres à distance d'autre part. A fin 2025, le pourcentage des postes observables s'élève à 64% et les postes manœuvrables représentent quant à eux 42% du parc total.
- Développer l'infrastructure de télécommunications permettant de transmettre et de mobiliser toutes ces informations en temps réel.
- Développer l'écosystème applicatif permettant l'analyse, la prédiction, l'automatisation et l'action à distance. À citer par exemple, entre autres, les applications KOPR[17] et Alva[18] qui permettent d'analyser et de simuler l'évolution des besoins énergétiques ainsi que leurs conséquences sur le réseau, ceci afin d'identifier à temps la réponse la plus adéquate en termes d'optimisation, de configuration et d'investissement réseaux.
- Explorer, expérimenter et mettre à l'épreuve pratique des concepts et des solutions envisagées au travers de projets et d'expériences pilotes (Creos Living Lab)[19].

A ce titre, certaines initiatives qui illustrent le fait que le concept de « smart grid » s'envisage au Luxembourg comme un écosystème destiné à la création de la valeur pour la société dans son ensemble peuvent être évoquées.

En mai 2025, le gouvernement a présenté l'initiative "Einfach - Séier - Erneierbar", un vaste paquet de mesures[20] en faveur du déploiement des énergies renouvelables. Parmi ces mesures figure une initiative visant à renforcer le réseau électrique en garantissant une allocation transparente des capacités du réseau (mesure 40) et facilitant le partage et le stockage de l'électricité renouvelable (mesures 33, 41, 43, 45). Un certain nombre de ces mesures ont déjà entamé leur mise en œuvre législative, réglementaire ou administrative au cours de l'année.

Le 24 juin 2025, le ministère luxembourgeois de l'Économie et les ministères concernés ont lancé un appel[21] à projets « Smart City » doté de 5 millions d'euros à l'intention des communes, dans le but de faire du Luxembourg un « laboratoire vivant » pour les initiatives de ville intelligente, avec des objectifs de neutralité climatique et de résilience liés au Pacte climatique des communes. L'appel s'est déroulé en deux phases, la première s'étant clôturée le 16 novembre 2025.

[17] https://kopr-twin.com/
[18] https://kopr-twin.com/assets/press/230908/230908-DataThings-Press%20Release%20for%20KOPR%20at%20Creos-FR.pdf
[19] https://www.creos-net.lu/particuliers/projets-innovation/living-lab
[20] https://gouvernement.lu/fr/gouvernement/delles-lex/agenda.gouvernement2024+fr+actualites+toutes_actualites+communiques+2025+05-mai+16-delles-energie-renouvelable.html
[21] https://gouvernement.lu/en/gouvernement/serge-wilmes/actualites.gouvernement2024+fr+actualites+toutes_actualites+communiques+2025+06-juin+19-delles-wilmes-smart-city.html

Au niveau de la recherche, des travaux menés en collaboration entre le monde universitaire et l'industrie, un partenariat entre SnT[22], LIST[23] et Creos, a permis d'étudier des solutions de réseaux intelligents pour relever le défi de la fluctuation de l'approvisionnement en énergies renouvelables, y compris le potentiel de flexibilité au sein de l'industrie, dans un contexte où les immatriculations de véhicules électriques au Luxembourg devraient augmenter de près de 750 % d'ici 2035. Cette initiative s'articule principalement autour de deux projets :

- FlexBeAn[24] (Potentiels de flexibilité et analyse du comportement des utilisateurs) : menée de mai 2022 à décembre 2025, cette initiative évalue la flexibilité de la demande en électricité. Le LIST analyse les capacités techniques et comportementales, le SnT modélise les impacts économiques et sur le marché, et Creos intègre ces résultats pour la planification des réseaux intelligents et des infrastructures.
- FlexBeAM[25] (Incitations de marché) : étend les connaissances en matière de flexibilité aux mécanismes basés sur le marché et aux incitations à la participation des consommateurs, en collaboration avec des groupes de recherche comme FINATRAX[26].

En septembre 2025, le Luxembourg est également passé de la phase de validation de concept à des travaux plus concrets sur l'utilisation des véhicules électriques comme ressources de flexibilité du réseau. A ce titre, l'Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR) a publié une étude[27] réalisée en partenariat avec le bureau Cenex sur la manière dont les bornes de recharge des VE pourraient contribuer à la flexibilité du réseau électrique luxembourgeois, en examinant comment la recharge intelligente et bidirectionnelle (V2G) pourrait soutenir la stabilité du réseau et l'intégration des énergies renouvelables.

Fin 2025, Creos et le LIST ont publié le rapport intitulé "North Star" report[28], un document issu du projet de recherche FlexBeAn qui résume les conclusions sur la flexibilité du réseau électrique et propose 11 recommandations concrètes aux décideurs politiques et aux régulateurs pour développer la réponse de la demande à grande échelle.

Finalement, le « Digital Twin » pour la transition énergétique (D2ET) [29] a été lancé officiellement, le 7 octobre 2025, à l'échelle nationale du Luxembourg. La première phase opérationnelle s'étend de 2025 à 2028 et se concentre sur trois scénarios liés au plan national pour le climat, en l'occurrence, il s'agit de comparer le déploiement à grande échelle des pompes à chaleur par rapport au chauffage urbain, tout en assurant la sécurité de l'approvisionnement énergétique multi-sources et en soutenant la croissance des communautés énergétiques à travers le pays. Le projet rassemble un large consortium composé du LIST pour la technologie numérique basée sur l'IA et la gestion des données, Uni.lu/SnT pour les marchés de l'énergie, le « Machine Learning » et la cybersécurité, le LISER[30] pour l'acceptabilité sociale et l'engagement citoyen, Creos pour son expertise en exploitation des réseaux et des réseaux intelligents, et ENCEVO, le principal acteur du secteur énergétique du pays.

D'un point de vue plus formel, tel que prévu à l'article 54(2)z) de la Loi Électricité, la mission du régulateur comporte en outre de contrôler et d'évaluer la performance des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution en ce qui concerne le développement d'un réseau intelligent, sur la base d'un ensemble limité d'indicateurs et avec publication d'un rapport national comprenant des recommandations tous les deux ans. A ce stade, la présente section doit être comprise comme une réponse à cette obligation de la part de du régulateur qui documente les obligations susmentionnées dans le cadre du présent rapport.

L'Institut participe par ailleurs activement aux groupes de travail organisés par l'ACER et le CEER et rencontre régulièrement des représentants d'ENTSOE et de EU-DSO dans le cadre de l'identification et du développement d'indicateurs pertinents dans le domaine des réseaux intelligents.

[22] Interdisciplinary Centre for Security, Reliability and Trust (SnT) : https://www.uni.lu/snt-en/
[23] Luxembourg Institute of Science and Technology (LIST) : https://www.list.lu/
[24] https://www.creos-net.lu/en/particuliers/projets-et-innovations/flexbean
[25] https://www.uni.lu/snt-en/research-projects/flexbeam/
[26] FINATRAX Research Group at (SnT) : https://www.uni.lu/snt-en/research-groups/finatrax/research/
[27] https://www.ilr.lu/wp-content/uploads/consultation/ilr_elec_pub_2025_09_24_EV-Contribution-to-Luxembourg-Grid.pdf
[28] https://www.list.lu/fileadmin/files/news/2025/North_Star.pdf
[29] https://www.list.lu/fr/medias-evenements/actualites/news-detail/luxembourg-un-premier-jumeau-numerique-energetique-national-pour-accelerer-les-objectifs-climatiques
[30] Luxembourg Institute of Socio-Economic Research | LISER : https://www.liser.lu/en

Dans ce cadre, il est important de noter que l'Institut s'est efforcé de développer, au fil du temps, des concepts de régulation basés sur la performance et les indicateurs clés associés, permettant de soutenir les objectifs de la politique énergétique et climatique nationale tout en incitant à une mise en œuvre plus efficace des tâches des opérateurs de réseau. À titre d'illustration, sont à citer les indicateurs liés au suivi du déploiement des compteurs intelligents, des sous-stations intelligentes, ou encore les SAIDI et SAIFI.

2.1.2.7 INTERRUPTIONS DE FOURNITURE

Le règlement E11/26/ILR du 20 mai 2011 sur les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité de l'électricité[31] fixe que les événements, pour lesquels la tension résiduelle est inférieure à 1 % de la tension nominale ou contractuelle pendant plus de 3 minutes, sont considérés comme interruptions. L'évolution du nombre d'interruptions, planifiées[32] et non-planifiées[33], et leurs causes est renseignée dans le Tableau 4 ci-dessous.

NOMBRE D'INTERRUPTIONS		2021	2022	2023	2024	2025
Interruptions planifiées		685	840	1.101	1.388	1.529
Interruptions non-planifiées	Conditions atmosphériques	32	21	35	52	66
	Force majeure	106[34]	0	0	0	0
	Dommage causé par un tiers	348	371	436	589	399
	Cause interne	351	347	356	367	389
	Réseau en amont	2	1	0	1	3
	Réseau en aval	49	83	26	68	71
TOTAL DES INTERRUPTIONS		1.573	1.663	1.954	2.465	2.457

Tableau 4: Nombre d'interruptions et causes

Le nombre total d'interruptions demeure au même niveau qu'en 2024. D'une part, le nombre d'interruptions planifiées est en hausse et d'autre part, le nombre d'interruptions non-planifiées a diminué, principalement en raison de la baisse des dommages causés par des tiers. Étant donné la pertinence limitée du simple nombre d'interruptions en tant qu'indicateur de qualité, notamment en termes de comparabilité entre les réseaux, l'Institut calcule et surveille aussi deux indicateurs, communément utilisés dans le secteur de l'électricité – le SAIDI[35] et le SAIFI[36], dont l'évolution est documentée dans le Tableau 5 ci-dessous[37] :

	2021	2022	2023	2024	2025
SAIDI (non-planifié)	13,9	20,6	13,1	13,4	11,7
SAIFI (non-planifié)	0,33	0,39	0,29	0,21	0,18

Tableau 5 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées

[31] http://data.legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2011/05/20/n1/jo
[32] Les gestionnaires de réseau peuvent planifier des interruptions pour, par exemple, effectuer de la maintenance sur le réseau. Dans ce cas, ils doivent informer à l'avance les utilisateurs qui en seront impactés.
[33] Les gestionnaires de réseau sont chargés de réparer les dégâts causés au réseau suite à des évènements imprévus, par exemple les intempéries qui endommagent fortement l'infrastructure.
[34] Nombre élevé causé entre autres par l'inondation en juillet 2021
[35] System Average Interruption Duration Index – indicateur représentant la durée d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.
[36] System Average Interruption Frequency Index – indicateur représentant la fréquence d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.
[37] Pour la détermination du SAIDI et du SAIFI, les événements « force majeure », « réseau en amont » et « réseau en aval » du chapitre 1.3.2 point 4 du règlement E11/26/ILR ne sont pas considérés.

Le SAIDI, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de raccordement, est de 11,7 minutes par point de raccordement en 2025. Il convient de noter que la durée d'interruption au Luxembourg reste basse comparée à la moyenne européenne[38].

Le SAIFI, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de raccordement pour l'ensemble des réseaux de distribution, est de 0,18 interruptions par point de raccordement en 2025.

Les GRDs indiquent que l'ensemble des 1.529 interruptions planifiées ont été notifiées aux clients concernés à l'avance. 928 interruptions sont qualifiées comme étant non-planifiées. En l'absence d'informations plus détaillées de la part de certains gestionnaires de réseau, l'Institut ne peut pas se prononcer sur le nombre total de cas dans lesquels les clients ont été informés pendant l'interruption sur la durée attendue de la panne.

2.1.2.8 L'INFRASTRUCTURE DE CHARGE ELECTRIQUE

2.1.2.8.1 INFRASTRUCTURE DE CHARGE

Selon la mission qui leur a été attribuée par la loi, les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ont commencé en 2016 à déployer une infrastructure de bornes de charge publiques pour véhicules électriques, assortie d'un système central commun permettant la communication de données entre les bornes et les fournisseurs de service de charge. Le « système Chargy », regroupe les bornes du type de charge accéléré « Chargy » avec une puissance de 22 kW pour chacun des points de charge, les bornes de charge rapide « SuperChargy » avec une puissance de 160 kW jusqu'à 350 kW par point de charge et les bornes du type « Chargy Ok » et « SuperChargy Ok », lesquelles sont exploitées par d'autres opérateurs mais intégrées dans le système central commun.

Dans son article 33, la Directive 2019/944 précise le cadre légal européen pour l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques et introduit le principe que les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent pas être propriétaires de points de recharge pour les véhicules électriques, ni les développer, les gérer ou les exploiter, sauf lorsqu'ils sont propriétaires de points de recharge privés réservés à leur propre usage. Dans ce contexte, une procédure d'attribution de concession pour la mission d'opérateur de l'infrastructure de charge ainsi qu'un appel d'offres pour la cession de cette infrastructure sur base des dispositions de l'article 27(13) de la Loi Électricité ont été lancés en novembre 2024, après approbation[39] par l'Institut de l'ensemble des conditions liées à ces procédures. En mai 2025, l'Institut a accepté[40] la proposition des gestionnaires de réseau d'attribuer la cession de l'infrastructure de charge publique à l'association momentanée composée des sociétés Electris Luxembourg S.A., Cube4T8 S.àr.l. et SOCOM S.A. En juin 2025, l'association mentionnée s'est également vue attribuée la concession par le ministère de l'Économie[41] et endosse ainsi le rôle d'opérateur de l'infrastructure de charge publique pour une durée de sept ans.

Il est à noter qu'il existe également de nombreuses bornes accessibles au public qui ne font pas partie de l'infrastructure de charge publique (système Chargy). Le nombre de points de recharge[42] accessibles au public est disponible sur le site Internet de l'Observatoire digital de la mobilité (ODM).[43] En ce qui concerne les points de recharge privés, des statistiques peuvent être consultées dans le tableau de bord interactif[44]. Ces données sont fournies par les GRD et peuvent être incomplètes, notamment du fait d'une non-obligation de notification pour les bornes avec une puissance inférieure à 7kW et les bornes raccordées au réseau moyenne tension.

[38] 7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/05/7th-Benchmarking-Report-2022.pdf.
[39] Décision ILR/E24/46 du 18 novembre 2024 & Décision ILR/E24/45 du 18 novembre 2024
[40] Décision ILR/E25/11 du 13 mai 2025
[41] https://meco.gouvernement.lu/fr/actualites.gouvernement2024+fr+actualites+toutes_actualites+communiques+2025+06-juin+18-concession-chargy.html
[42] Ce nombre est plus élevé que le nombre des bornes de recharge, lesquelles peuvent disposer de plusieurs points de recharge.
[43] Source : https://transports.public.lu/fr/planifier/odm/bornes-recharge.html
[44] https://www.ilr.lu/espace-statistiques/statistiques/tableau-de-bord-electricite/

2.1.2.8.2 REGLEMENT (UE) 2023/1804 SUR LE DEPLOIEMENT D'UNE INFRASTRUCTURE POUR CARBURANTS ALTERNATIFS

Conformément à l'article 15, paragraphe (3) et paragraphe (4) du règlement (UE) 2023/1804 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs et abrogeant la directive 2014/94/UE, l'Institut a mené une consultation publique portant sur une étude évaluant la contribution potentielle de l'infrastructure de charge à la flexibilité, à l'augmentation de la part d'électricité renouvelable et à la réduction des coûts pour le système électrique. Le rapport final a été publié sur le site Internet de l'Institut[45] et conclut qu'en 2030 jusqu'à 878 MW de la demande de recharge des véhicules électriques pourraient être décalés dans le temps. Ainsi, si la recharge des véhicules électriques est optimisée (en fonction du prix de marché et des services réseau), elle pourrait permettre de réaliser des économies quotidiennes jusqu'à 427 000 euros, ce qui correspond au potentiel théorique de la flexibilité de l'infrastructure de charge. Le rapport fournit également des recommandations pour le déploiement et l'exploitation des infrastructures de recharge, comme :

- La mise en œuvre d'une recharge optimisée des véhicules électriques en raison des nombreux avantages potentiels pour le réseau électrique ;
- Le développement de la recharge « Vehicle-to-Grid », comme elle peut apporter un bénéfice net au réseau électrique ;
- L'encouragement des propriétaires de véhicules électriques de connecter leurs véhicules plus fréquemment lorsqu'un chargeur dédié est disponible.

[45] https://www.ilr.lu/wp-content/uploads/consultation/ilr_elec_pub_2025_09_24_EV-Contribution-to-Luxembourg-Grid.pdf

2.1.3 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX

Depuis l'entrée en vigueur de la Loi Électricité, l'Institut dispose des compétences pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau, ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux. La méthode applicable en 2025 est fixée par le règlement ILR/E24/18 définissant la méthodologie de détermination du revenu autorisé pour la période de régulation 2025-2028.

Le règlement tarifaire fixe un cadre pour la mise en place de tarifs communs au niveau national entre les différents gestionnaires de réseau, accompagné d'un système de compensation, permettant à chacun d'entre eux de couvrir son revenu autorisé.

Il convient de rappeler que l'activité principale du gestionnaire de réseau est son activité de transport ou de distribution, de facto et de jure constituée d'un monopole naturel. Cependant, la loi luxembourgeoise n'interdit pas aux gestionnaires de réseau de proposer des services en dehors des activités de transport ou de distribution, pour autant qu'ils ne sont pas en relation avec la fourniture ou la production d'électricité[46].

Dans le but d'augmenter la transparence et d'assurer l'application non discriminatoire des services offerts par les gestionnaires de réseau, un catalogue de services est publié par les gestionnaires de réseau. Ce catalogue contient le descriptif de chaque service ainsi que les conditions financières correspondantes. Le cas échéant, les services non liés à l'activité de transport et de distribution doivent être clairement indentifiables.

Les règlements précités fixent donc les principes applicables à tous les gestionnaires de réseau. La méthode tarifaire qui en découle comprend les volets de la détermination du revenu autorisé du réseau ainsi que la transposition de ces derniers en une structure tarifaire. Ces deux volets sont expliqués dans les sous-chapitres suivants.

2.1.3.1 DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

De manière générale, la méthodologie tarifaire est une méthode du type « revenue cap » par laquelle l'Institut autorise un revenu maximal résultant de l'application des tarifs pour chaque gestionnaire de réseau.

Le règlement tarifaire définit les différentes composantes qui permettent de déterminer les coûts d'utilisation du réseau. Ces coûts comprennent les frais liés directement aux investissements réalisés par les gestionnaires de réseau, les frais d'exploitation du réseau, ainsi que des ajustements apportés via le compte de régulation ainsi que le facteur qualité.

En 2024, l'Institut a fait évoluer sa méthodologie applicable à partir de 2025, en mettant en place une approche intégrée, cohérente à tous les niveaux, impliquant tous les départements des gestionnaires de réseaux et encourageant la transversalité. L'objectif poursuivi est de rendre explicite les objectifs fixés et les moyens utilisés, en mettant l'accent sur l'efficacité et le suivi des réalisations, avec une démarche pragmatique pour renforcer la performance, la confiance et la transparence entre les gestionnaires de réseaux et le régulateur. Les avantages pour les gestionnaires incluent la cohérence stratégique, la traduction explicite du plan de développement, l'intégration des départements dans la planification, des tarifs orientés vers l'avenir et une clarté des engagements. Pour l'Institut, les avantages comprennent une vision d'ensemble, une compréhension accrue des besoins, des tarifs liés à un plan industriel concret, une clarté des engagements et une facilité à évaluer les tarifs et leur évolution.

Lors de l'adaptation de la méthode tarifaire, l'Institut a également actualisé le taux du coût moyen pondéré du capital (WACC), utilisé pour rémunérer les capitaux lors de la détermination des revenus autorisés. En raison des évolutions sur les marchés des capitaux, le taux applicable aux capitaux investis avant 2025 a été fixé à 5,06 % pour la période de régulation 2025-2028. Le WACC à court terme applicable aux investissements de l'année 2025 a été fixé à 6,37 %.

La méthodologie adoptée repose sur un exercice prospectif dans lequel le gestionnaire de réseau expose une vision à quatre ans décrivant comment il envisage de développer des réseaux adaptés aux besoins de la transition énergétique vers une société bas carbone, ainsi que les moyens à mobiliser pour ce faire. Il s'agit toujours d'un exercice annuel d'approbation d'un revenu maximum autorisé (MAR) et des tarifs qui y correspondent. Cet exercice annuel est toutefois mis en perspective par rapport à la trajectoire de référence, notamment dans le cadre de la justification de l'évolution des coûts. Il s'agit également pour le gestionnaire de réseau de proposer une vue d'ensemble et de garantir la cohérence des données au travers de tous les processus, et notamment l'approbation des tarifs, les plans de développement des réseaux, les états financiers de l'entreprise et les périmètres d'activités (principales et accessoires).

[46] Cette restriction concerne uniquement les entreprises d'électricité avec plus de 100.000 clients raccordés.

L'objectif poursuivi par la méthodologie 2025-2028 consiste à encourager les gestionnaires de réseaux à recourir au maximum à des méthodes de budgétisation spécifique, c'est-à-dire une manière de déterminer les dépenses prévisionnelles fondées sur des hypothèses détaillées impliquant des prévisions de quantités et de prix, exposant de manière circonstanciée les objectifs poursuivis, reprenant dans la mesure du possible les paramètres concrets permettant d'évaluer le niveau de réalisation et la performance. Il sera dans tous les cas nécessaires d'exposer en détail les hypothèses et méthodes retenues, de détailler et de justifier de manière circonstanciée les dépenses envisagées, d'expliquer l'évolution des coûts et des recettes pour chaque année de la période. La justification de l'évolution des coûts prévisionnels sera mise en perspective par rapport à la réalité historique des dépenses.

L'analyse des écarts entre coûts réels et prévisionnels doit permettre d'identifier tous les facteurs d'écart et de distinguer les écarts induits par le gestionnaire de réseau des autres sources d'écarts. L'objectif est de neutraliser les écarts générés par des évolutions subies et de statuer sur les écarts induits par les actions du gestionnaire de réseau afin de déterminer l'affectation de ces derniers. Ceci permet de diminuer le niveau de risque financier pour le gestionnaire de réseau et, en même temps, d'augmenter la légitimité et la justification des dépenses réelles.

La nouvelle méthodologie consacre un article à la définition d'indicateurs permettant d'évaluer la qualité de service des gestionnaires de réseaux, via cinq dimensions :

1. Garantie de la disponibilité des réseaux pour les utilisateurs, dans un contexte de transition énergétique nécessitant des investissements et une évolution des modes d'exploitation.
2. Réduction des délais de raccordement, notamment pour les installations contribuant au Plan National Énergie-Climat (PNEC).
3. Rôle des gestionnaires dans la facilitation des marchés, avec un accent particulier, sur l'efficacité de la communication, la transparence, et la participation active des parties prenantes via des consultations publiques.
4. Accompagnement de la mise en œuvre du nouveau système énergétique à travers le développement des réseaux intelligents (Smart Grids), l'intégration de la flexibilité et l'introduction de contrats de raccordement adaptés.
5. Qualité des informations fournies au régulateur durant les exercices tarifaires.

2.1.3.2 STRUCTURE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU

Le règlement ILR/E24/18, tout comme ses prédécesseurs, utilise l'instrument de la cascade pour transposer les coûts déterminés en un système de tarifs d'utilisation du réseau. Le principe de la cascade repose sur le fait que les consommateurs, connectés à un niveau de tension donné, utilisent aussi les installations des niveaux de tension en amont pour se faire approvisionner en énergie électrique. Pour cette raison, les coûts des niveaux de tension en amont sont en partie à supporter par les consommateurs en aval. Ce procédé décrit une tarification du type « timbre-poste ».

Par définition, les tarifs des réseaux de moyenne tension (MT), haute tension (HT) et très-haute tension (THT) comprennent une composante puissance exprimée en EUR/kW et une composante énergie exprimée en cents/kWh. Les tarifs de comptage pour ces trois niveaux de tension prennent la forme d'un tarif mensuel par type d'installation de comptage. En basse tension, l'Institut a travaillé en 2024 sur l'adaptation de la structure tarifaire, qui est entrée en vigueur le 1er janvier 2025. La nouvelle structure tarifaire répond à l'évolution de l'utilisation du réseau dans un contexte de transition énergétique, en définissant une structure tarifaire plus équitable qui, à terme, incitera le consommateur à adopter une plus grande flexibilité dans l'utilisation des réseaux et à mieux utiliser les réseaux existants. La mise en place du cadre réglementaire a été réalisé par le règlement ILR/E23/49 du 15 novembre 2023. Concrètement, la nouvelle tarification pour l'utilisation du réseau accorde une place plus importante à la notion de puissance. Un nombre limité de niveaux de puissance de référence, calibrés en fonction des usages et des profils les plus courants, ont été proposés aux utilisateurs. La puissance attribuée ne fera pas office de valeur limite, mais plutôt de valeur de référence pour son niveau d'utilisation. Autrement dit, un dépassement régulier par rapport à la souscription ne pose pas de problèmes. Le volume d'énergie supplémentaire sera alors simplement facturé à un tarif supérieur, dans la mesure où il appartiendra au réseau d'absorber cet écart.

La mise en place d'un tel système tarifaire en BT repose sur le fait que les gestionnaires de réseau ont déployé des compteurs intelligents à l'échelle nationale et qu'ils sont capables d'analyser les courbes de charge de chaque utilisateur en vue de la facturation mensuelle des frais d'utilisation réseau.

En pratique la nouvelle structure tarifaire incite le consommateur à limiter les usages simultanés et à étaler dans la mesure du possible son utilisation dans le temps.

L'adaptation de la structure tarifaire a été accompagnée d'une campagne de communication qui s'adressait au grand public. Cette campagne a été définie par les représentants des principaux acteurs, à savoir les gestionnaires de réseau, les fournisseurs, l'Institut,

le Ministère en charge de l'Énergie ainsi que la Klima agence. Cette collaboration a abouti à la mise en place d'une boîte à outils contenant les dispositifs de communication à utiliser par les différents acteurs. De son côté, l'Institut a publié une page Internet[47] dédiée à cette nouvelle structure tarifaire, conjointement avec une foire aux questions (FAQ)[48].

En 2025, l'Institut a également poursuivi sa participation dans un groupe de travail ayant pour objectif d'élaborer une nouvelle structure tarifaire pour la moyenne, haute et très haute tension.

2.1.3.3 TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Les tarifs d'utilisation du réseau électrique sont identiques dans tous les réseaux de distribution luxembourgeois, que le consommateur soit raccordé au réseau Creos ou aux réseaux dans les communes de Diekirch, Ettelbruck ou Esch-sur-Alzette. Cette péréquation tarifaire facilite la comparaison des produits d'électricité sur l'ensemble du territoire luxembourgeois.

La nouvelle structure tarifaire, applicable à partir de 2025 en basse tension, accorde une importance accrue à la notion de puissance et réduit en même temps l'importance des frais recouverts par l'énergie en kWh prélevée du réseau. Un nombre limité de niveaux de puissance de référence, calibrés en fonction des usages et des profils les plus courants, ont été attribués de manière automatique aux utilisateurs sur base de leur historique de consommation. À cette redevance fixe se rajoute une redevance volumétrique appliquée à toute l'électricité prélevée du réseau ainsi qu'un supplément appliqué au volume (en kWh) dépassant la puissance de référence.

Les tarifs d'utilisation du réseau en moyenne et haute tension se composent de deux éléments, l'un proportionnel à la puissance maximale enregistrée au cours d'une année, l'autre proportionnel à la quantité d'énergie prélevée du réseau.

En matière de prévention des subventions croisées, les gestionnaires de réseau sont obligés de délivrer à l'Institut un rapport d'un auditeur externe indépendant qui certifie le respect de l'obligation d'éviter les discriminations et les subventions croisées. Lors de la procédure d'acceptation des tarifs d'utilisation du réseau, l'Institut procède également à des contrôles afin de s'assurer de l'affectation appropriée des coûts entre activités régulées et concurrentielles.

La base des coûts pour 2025 reflète la poursuite des investissements nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité et accompagner la transition énergétique au Luxembourg. Cette dynamique entraîne une hausse des coûts du capital, dans un contexte marqué par l'inflation et l'augmentation du coût du financement. Les charges d'exploitation, désormais établies sur une base prospective, demeurent globalement maîtrisées et cohérentes avec l'intensification des activités de développement des réseaux ainsi qu'avec l'évolution des prix de l'énergie et des services auxiliaires. Enfin, l'effet du compte de régulation est moins favorable qu'en 2024, ce qui contribue à une augmentation modérée de 1,4% de l'enveloppe globale des coûts à couvrir par les tarifs, même si l'impact sur les utilisateurs varie selon les niveaux de tension concernés.

Pour plus de détails, le lecteur intéressé est invité à consulter le « Rapport sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité 2025 »[49].

Le Tableau 6 ci-après reprend les tarifs redevables pour l'utilisation du réseau et agrégés au niveau national, tel que publiés par Eurostat[50], pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuel (MWh)	Frais d'utilisation réseau (EUR/MWh)				
		2021	2022	2023	2024	2025
Client résidentiel DC	2,5 – 5	78,6	78,4	123,0	111,7	122,5
Client industriel IC	500 – 2.000	30,9	30,4	66,2	53,8	50,7

Tableau 6 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau[51]

[47] https://www.myilr.lu/un-nouveau-tarif-dutilisation-du-reseau/
[48] https://www.myilr.lu/mes-questions/un-nouveau-tarif-dutilisation-du-reseau/questions-sur-le-nouveau-tarif-dutilisation-du-reseau/
[49] https://www.ilr.lu/publications/rapport-sur-les-tarifs-dutilisation-des-reseaux-de-transport-et-de-distribution-delectricite-en-2025/
[50] https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database
[51] Eurostat : données annuelles sur les composantes de prix, séries nrg_pc_204 et nrg_pc_205.

Fin 2025, l'Institut a également approuvé les tarifs d'utilisation réseau pour 2026. Le revenu maximal autorisé pour 2026 s'élève à 345,1 M€, dont 150 M€ seront financés par une contribution de l'État[52], le solde étant couvert par les tarifs d'utilisation du réseau et de comptage. Les coûts du réseau restent principalement marqués par un important programme d'investissements visant à garantir la sécurité d'approvisionnement et à accompagner la décarbonation de l'économie luxembourgeoise. Dans un contexte marqué par des coûts de financement toujours élevés, ces investissements entraînent une hausse des charges liées au capital et aux amortissements. En parallèle, les charges opérationnelles diminuent par rapport à 2025, notamment grâce à la baisse attendue des coûts liés aux services auxiliaires, à la coopération transfrontalière et aux pertes de réseau. Globalement, l'évolution des coûts traduit la poursuite du développement des infrastructures tout en maintenant les dépenses d'exploitation sous contrôle. Plus de détails sont consultables dans le « Rapport sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité 2026 »[53].

Au sujet de la contribution de l'État aux coûts à transposer en tarifs, le Ministre ayant l'énergie dans ses attributions, précisait dans un communiqué[54] « […] *L'accord de coalition prévoit que le Gouvernement analysera différents modèles de financement pour le développement du réseau afin d'éviter que les consommateurs ne se voient confrontés à une explosion des coûts de réseau […]. Dès le 1er janvier 2026 et pour au moins trois ans, l'État prendra en charge une partie importante des frais de réseau. Au total, 150 millions d'euros seront investis pour l'année 2026* […] ».

L'objet de la contribution de l'État qui résulte de la loi du 19 décembre 2025 est l'expression de la volonté politique du gouvernement d'assurer un impact budgétaire direct de 150 millions d'euros pour l'année 2026. La contribution de l'État couvre, en tant que frais d'exploitation négatifs, une quote-part des dépenses des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de l'année 2026.

L'Institut a pris en compte la contribution prévue par l'État aux coûts à transposer en tarifs pour l'utilisation des réseaux électriques pour l'année 2026. L'exposé des motifs de la loi en question mentionne que la contribution étatique intervient en amont de la transposition des coûts en tarifs « sans en modifier les modalités qui sont fixées dans un règlement pris par l'Institut ».

Cela étant, compte tenu de la hausse tarifaire probable à laquelle les utilisateurs de réseaux devront faire face à l'expiration du dispositif d'affectation d'une contribution étatique à la prise en charge des dépenses des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution tel que mis en œuvre pour les tarifs 2026 par la loi du 19 décembre 2025, l'Institut préconise, lorsque cela est possible, d'envisager un mécanisme de lissage qui se traduirait par une anticipation de la prise en charge de dépenses futures pendant les années bénéficiant d'une contribution aux coûts par l'État, de sorte à atténuer le choc à la sortie du mécanisme et à préserver davantage l'effet incitatif des tarifs de réseau sur le comportement des consommateurs à travers une réduction tarifaire moins prononcée, mais présentant l'avantage de conserver un effet favorable sur le niveau tarifaire au-delà de l'année 2028.

Une telle approche semble particulièrement adaptée en matière de dépenses d'investissements telles que prévues dans le cadre de la mise en œuvre des ambitieux plans de développement des réseaux et pour lesquels une prise en charge anticipée du coût des investissements pourrait s'envisager, par exemple au travers d'amortissements supplémentaires.

Idéalement, le mécanisme d'affectation de la contribution de l'État aux coûts devrait permettre de proposer une réduction tarifaire immédiate significative à tous les niveaux de tension tout en atténuant les fluctuations tarifaires et en préservant l'effet incitatif au niveau du comportement des consommateurs.

En outre, l'affectation d'une partie des contributions étatiques éventuelles aux coûts, de manière à opérer un lissage des coûts, par exemple par le biais de dotations aux amortissements supplémentaires, est parfaitement compatible avec les orientations générales formulées, à savoir la nécessité de disposer de coûts d'électricité abordables pour inciter à l'électrification, levier important de la transition énergétique et pour préserver l'atout social et économique du Grand-Duché.

Par conséquent l'Institut est d'avis que la mise en œuvre d'un lissage tarifaire moyennant la contribution étatique devrait être considéré pour les exercices 2027 et 2028 dans le cadre de l'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité au Grand-Duché du Luxembourg.

Dans le prolongement de l'introduction de la nouvelle structure tarifaire en basse tension en 2025, qui renforce le signal tarifaire lié à la puissance souscrite, les gestionnaires de réseau poursuivent leur réflexion sur l'évolution des tarifs d'utilisation du réseau. À ce

[52] Loi du 19 décembre 2025 relative à une contribution de l'État aux coûts à transposer en tarifs pour l'utilisation des réseaux électriques pour l'année 2026 : https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/loi/2025/12/19/a605/jo

[53] https://www.ilr.lu/wp-content/uploads/ilr-elc-pub-2026-03-31-Rapport-tarifs-reseaux-transport-distribution-electricite-2026-2.pdf

[54] https://gouvernement.lu/dam-assets/images-documents/actualites/2025/12/02-delles-aides-electricite/20251202-confrence-de-presse-nouvelles-aides-tatiques-pour-allger-la-facture-dlectricit.pdf

titre, ils évaluent actuellement la pertinence d'introduire une différenciation temporelle des tarifs (« *time of use* »), afin d'encourager une utilisation plus efficiente du réseau en fonction des périodes de sollicitation. Bien que la structure tarifaire actuellement en vigueur ne prévoie pas encore une telle différenciation, la méthodologie tarifaire intègre d'ores et déjà cette possibilité, ouvrant ainsi la voie à une éventuelle mise en œuvre future.

2.1.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

Les lignes d'interconnexion avec l'Allemagne n'ont pas subi de manque de capacité en 2025. L'interconnexion Bedelux, reliant les zones de dépôt des offres belge et germano-luxembourgeoise via le transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV, construit au poste haute tension de Schifflange, est uniquement utilisée pour ajuster les flux en temps réel au sein de la région Core et pour assurer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg, si nécessaire. Les règles d'attribution de capacités d'interconnexion et de gestion des congestions n'ont donc pas été appliquées à cette interconnexion en 2025.

2.1.4.1 UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. En 2025, la puissance maximale mesurée était de 852 MW sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg, y compris les transits vers la Belgique via le transformateur-déphaseur (PST). Les interconnexions entre le réseau de transport de Creos Luxembourg S.A. et celui d'Amprion n'ont pas subi de manque de capacité. La capacité d'interconnexion est dès lors attribuée de manière implicite et sans coût pour les acteurs du marché, conjointement avec la confirmation de leur programme de nomination *day-ahead*.

Depuis octobre 2017, le PST de 400 MVA/220 kV susmentionné permet d'améliorer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg et de favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité avec une capacité maximale d'échange avec la Belgique de 400 MW. Le niveau et la direction des flux dépendent fortement de la production des centrales raccordées sur les réseaux concernés (Amprion et Elia), notamment de la centrale de pompage-turbinage de Vianden.

Au Luxembourg, les importations physiques d'énergie électrique en provenance de l'Allemagne ont diminué, passant de 2,81 TWh en 2024 à 2,63 TWh en 2025. Celles en provenance de la Belgique ont également diminué pour atteindre 0,94 TWh en 2025 contre 1,21 TWh en 2024.

Le réseau industriel géré par Sotel Réseau est approvisionné à partir de la Belgique et, depuis octobre 2013, également à partir de la France suite à la mise en service d'une ligne entre Moulaine (F) et Belval (L) avec une capacité d'environ 350 MW. Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la France ont augmenté à 1,21 TWh car le réseau Sotel a importé une grande partie de son énergie depuis la France en 2025, avec des prix marché plus faibles que les pays voisins, réduisant ainsi le niveau des importations depuis la Belgique. Le Tableau 7 regroupe ces données d'importation.

VOLUME IMPORTÉ (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025
Belgique	1.141	1.927	2.211	1.209	939
France	1.146	134	107	892	1.209
Allemagne	3.110	3.188	2.546	2.814	2.627
TOTAL	5.397	5.249	4.864	4.915	4.775

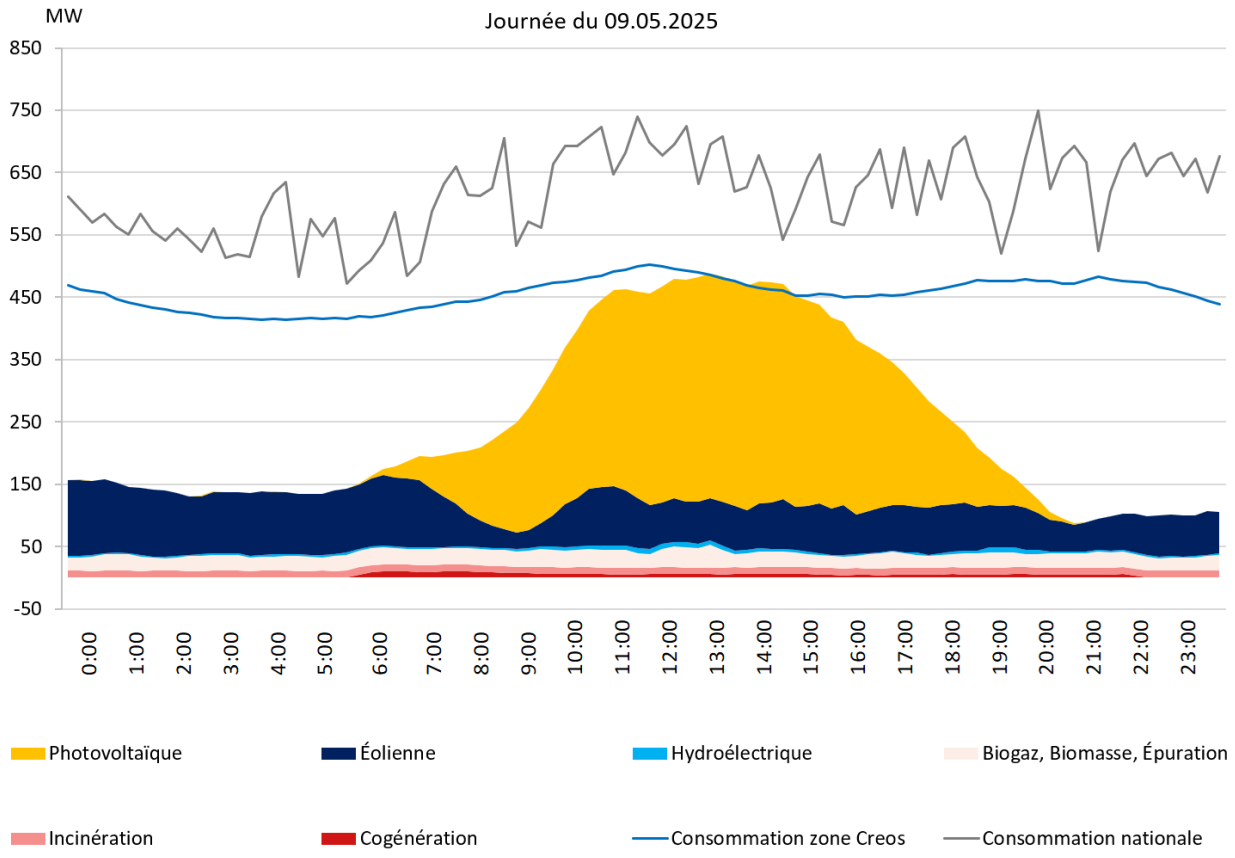
Tableau 7 : Importations d'électricité

Les exportations physiques d'énergie électrique (Tableau 8) représentent les flux réels les lignes d'interconnexion, ce qui inclut des flux de l'Allemagne vers la Belgique (à travers le Luxembourg). Les flux physiques vers la Belgique ont diminué pour atteindre 0,066 TWh (0,086 TWh en 2024). Il n'y avait pas d'exportations vers la France.

VOLUME EXPORTÉ (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025
Belgique	58	109	39	86	66
France	0	0	0	0	0
Allemagne	0	0,1	0,9	1,7	6,2
TOTAL	58	109	39	86	72

Tableau 8 : Exportations d'électricité[55]

A partir de ces flux physiques (Tableau 7 et Tableau 8), les exportations nettes du Luxembourg peuvent être calculées, ou plus précisément de la zone de réglage Creos (ce qui exclut le réseau industriel Sotel), qui représentent la différence entre les exportations et importations physiques de la zone pour chaque quart d'heure. Des exportations nettes du Luxembourg vers l'Allemagne, correspondant à un surplus de production d'électricité dans la zone de réglage Creos, sont apparues pour la première fois le 9 mai 2025 pendant 5 quarts d'heures et pour un volume total de 9,3 MWh.



Graphique 3 : Courbe de charge le 9 mai 2025

[55] Les valeurs peuvent varier de celles publiées dans le rapport précédent à cause d'une correction d'un ajustement dans les données

2.1.4.2 DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Le transformateur-déphaseur (PST) de 400 MVA/220 kV, opérationnel depuis octobre 2017 sur le poste haute tension de Schifflange, permet de créer des échanges entre la Belgique, le Luxembourg et l'Allemagne grâce à une meilleure gestion des flux d'énergie électrique, tout en utilisant des lignes existantes.

Afin d'accompagner la demande croissante en électricité liée à l'accroissement de la population, au développement de la mobilité électrique, au passage du chauffage par énergie fossile à l'électricité (pompes à chaleur) et à l'augmentation attendue de la demande pour de nouveaux centres de données, le tout accompagné d'une digitalisation croissante de la gestion des réseaux électriques, Creos va renforcer l'interconnexion avec l'Allemagne pour passer de 220 kV à 380 kV avec la mise en service des nouvelles installations, utilisant autant que possible les tracés actuels des lignes électriques 220 kV. L'évaluation des incidences sur l'environnement de ce projet a mis en évidence des mesures qui doivent être mises en œuvre lors de la construction afin de garantir la compatibilité du projet avec les exigences environnementales. Ce projet figure dans le plan de développement décennal au niveau national et européen, mais ne fait pas partie de la liste des projets d'intérêt commun (PCI) validée par la Commission européenne.

Dans le cadre du règlement (UE) n° 2022/869, l'Institut n'a reçu aucune demande de contribution aux coûts d'un projet établi hors du Luxembourg qui pourrait avoir une incidence positive pour le Luxembourg.

2.1.4.3 SURVEILLANCE DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

Les plans décennaux de développement des réseaux de transport et de distribution représentent conjointement un programme national d'investissement dont le but est de garantir que les réseaux publics d'électricité sont en adéquation avec les objectifs de politique énergétique fixés par l'État et que le développement de ces réseaux est cohérent en termes d'ampleur, de rythme et de coût pour atteindre ces objectifs.

L'élaboration de tels plans fait désormais partie des missions légales de chaque gestionnaire de réseau. En effet, si cette tâche faisait historiquement partie des missions du gestionnaire du réseau de transport (« GRT »), cette obligation est nouvelle pour les gestionnaires de réseaux de distribution (« GRD »).

En 2025, conformément aux dispositions légales, l'Institut a organisé une consultation publique du 20 mars 2025 au 20 mai 2025 portant sur le plan de développement à très haute tension 2024-2034, élaboré et préalablement consulté par le gestionnaire de réseau de transport Creos Luxembourg S.A. Cette consultation de l'Institut a permis de proposer des orientations et recommandations relatives aux processus d'établissement des plans décennaux de développement des réseaux d'électricité (notamment évaluer l'impact financier pour la collectivité, renforcer la cohérence entre le réseau de transport et le réseau de distribution, considérer la flexibilité comme alternative au renforcement des réseaux) et de leur mise à jour.

Il convient de noter que ce plan est le premier réalisé dans le cadre de l'article 27bis de la loi du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, modifiée par la loi du 9 juin 2023, et qu'il a été élaboré en cohérence avec la première version du plan national intégré en matière d'énergie et de climat pour la période 2021-2030 (PNEC) du 20 mai 2020 en exécution du règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat.

En vertu des dispositions légales, notamment l'article 27bis, paragraphe (3) et l'article 54, paragraphe (2) de la Loi, l'Institut est tenu de surveiller le plan d'investissement du gestionnaire de réseau de transport, et en particulier d'examiner si le plan décennal de développement pour le réseau à très haute tension couvre tous les besoins. L'Institut doit également veiller à la cohérence avec le plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union européenne visé à l'article 30, paragraphe 1er, point b), du règlement (UE)2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. S'agissant de la première itération d'un plan décennal de développement dans le cadre de l'application des dispositions de l'article 27bis de la Loi, l'Institut a profité de la consultation publique relative au plan de développement à très haute tension, clôturée en 2025, pour proposer des orientations et recommandations relatives aux processus d'établissement et de mise à jour des plans décennaux de développement des réseaux d'électricité.

Conformément à ces dispositions, le gestionnaire du réseau de transport doit établir et actualiser, au moins tous les deux ans, le plan de développement du réseau indiquant les modifications et investissements y relatifs pour les dix prochaines années.

Le cycle de révision biannuel des plans d'investissements par les dispositions de l'article 27bis de la Loi permettra une actualisation du plan de développement du réseau de transport au plus tard en 2026. En effet, sur base du Plan national intégré en matière d'énergie et de climat du Luxembourg pour la période 2021-2030 mis à jour en juillet 2024, Creos établira le prochain « Scenario Report » courant 2025. Fort des conclusions de ce rapport, le gestionnaire pourra analyser et réévaluer les différents impacts sur le système électrique et la planification du réseau, et ainsi mettre à jour le plan de développement pour le réseau de transport d'ici 2026.

2.1.4.4 COOPÉRATION RÉGIONALE

L'Institut a également suivi l'évolution du couplage sur les marchés « *day-ahead* » et « *intraday* de la région Core.

Au sein de la région de calcul de capacité Core et au sein de la zone synchrone Europe Continentale, les discussions entre régulateurs et gestionnaires de réseau de transport se sont poursuivies pour la mise en place des règlements CACM, FCA, EB et SO (voir Chapitre 2.5.2).

Creos est également actionnaire de la société de services JAO, établie à Luxembourg, qui agit pour les gestionnaires de réseau de transport comme entité centralisée pour fournir les services liés aux enchères en cas de fallback pour l'allocation de capacité à court terme et les services liés à l'allocation de capacités à long terme sur 27 frontières réparties entre 17 pays européens.

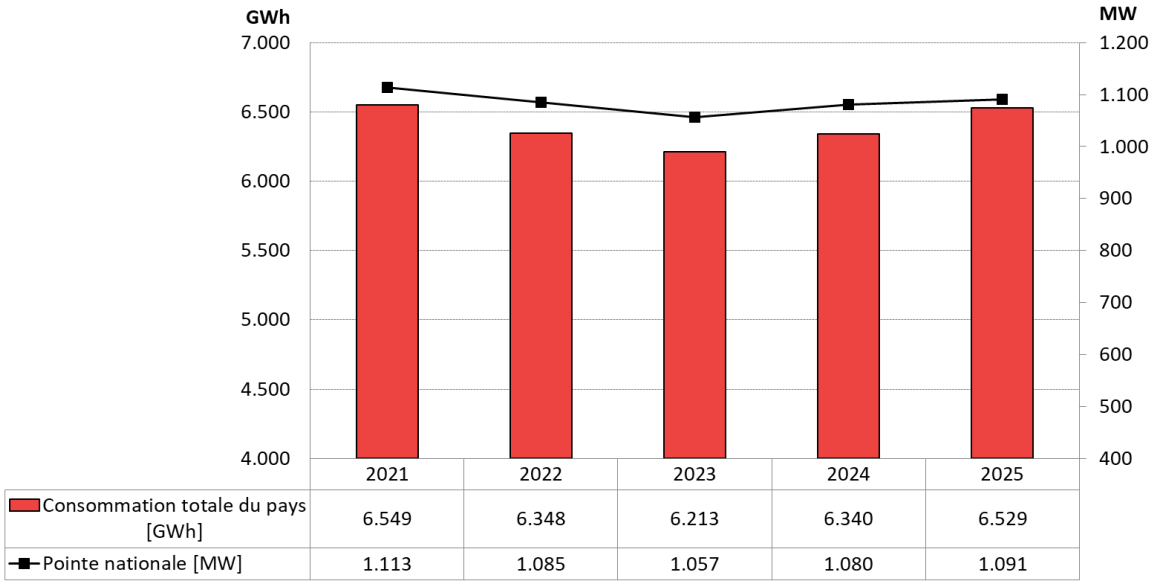
Enfin, l'Institut a participé aux discussions du Forum de Florence de juin 2025 qui ont notamment porté sur l'accès à un marché résilient et abordable, la sécurité d'approvisionnement et les mécanismes de capacité, la poursuite de l'intégration des énergies renouvelables, et la révision en cours du règlement CACM.

2.2 PRODUCTION ET CONSOMMATION NATIONALE

2.2.1 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le Graphique 4 montre l'évolution de la consommation et de la pointe nationale annuelle depuis 2021. La consommation nationale inclut l'électricité prélevée du réseau, les pertes du réseau et l'énergie autoconsommée. En 2025, la consommation a augmenté légèrement de 3 % par rapport à 2024 pour s'établir à 6.529 GWh, bien en dessous des projections du PNEC[56]. La pointe nationale, correspondant à la charge maximale quart-horaire simultanée sur tous les réseaux (Creos et Sotel) affiche également une légère augmentation de l'ordre de 1 % par rapport à 2024 et s'établit à 1.091 MW.

[56] Plan national intégré en matière d'énergie et de climat du Luxembourg pour la période 2021-2030 – Mise à jour - Tableau 66



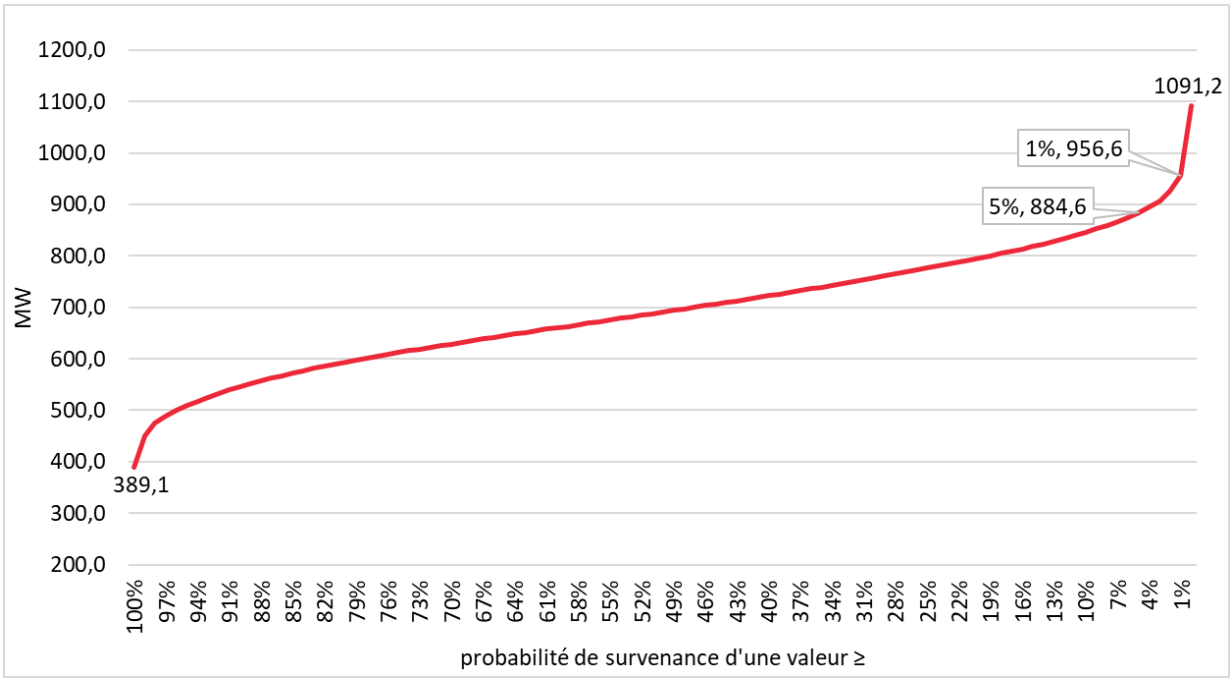
	2021	2022	2023	2024	2025
Consommation totale du pays [GWh]	6.549	6.348	6.213	6.340	6.529
Pointe nationale [MW]	1.113	1.085	1.057	1.080	1.091

Graphique 4 : Évolution de la consommation électrique et de la pointe nationale[57]

La pointe nationale reprise dans le Graphique 4 correspond à la charge quart-horaire maximale enregistrée sur le territoire national. Il s'agit donc de la charge quart-horaire simultanée de la zone Creos (GRT) et de la zone Sotel (GRI). La pointe quart-horaire dans la zone Creos (GRT)[58] s'établit à 817 MW (815 MW en 2024) et à 314 MW dans la zone Sotel (GRI) (également 314 MW en 2024).

Si la pointe nationale affiche une augmentation par rapport à 2024, la charge moyenne quart-horaire a diminuée légèrement par rapport à 2024 en s'établissant à 694 MW (contre 700 MW). Il convient cependant de préciser que 95 % des charges quart-horaires sont inférieures à 884,6 MW, et que pendant 99 % du temps la charge est inférieure à 956,6 MW, comme le montre le Graphique 5 qui illustre la distribution de la charge nationale quart-horaire en MW.

[57] Creos (réseau de transport) et Sotel (réseau industriel)
[58] Par zone Creos (GRT), on entend les données agrégées de consommation et puissance du GRT et des 5 gestionnaires de réseau de distribution (GRD).



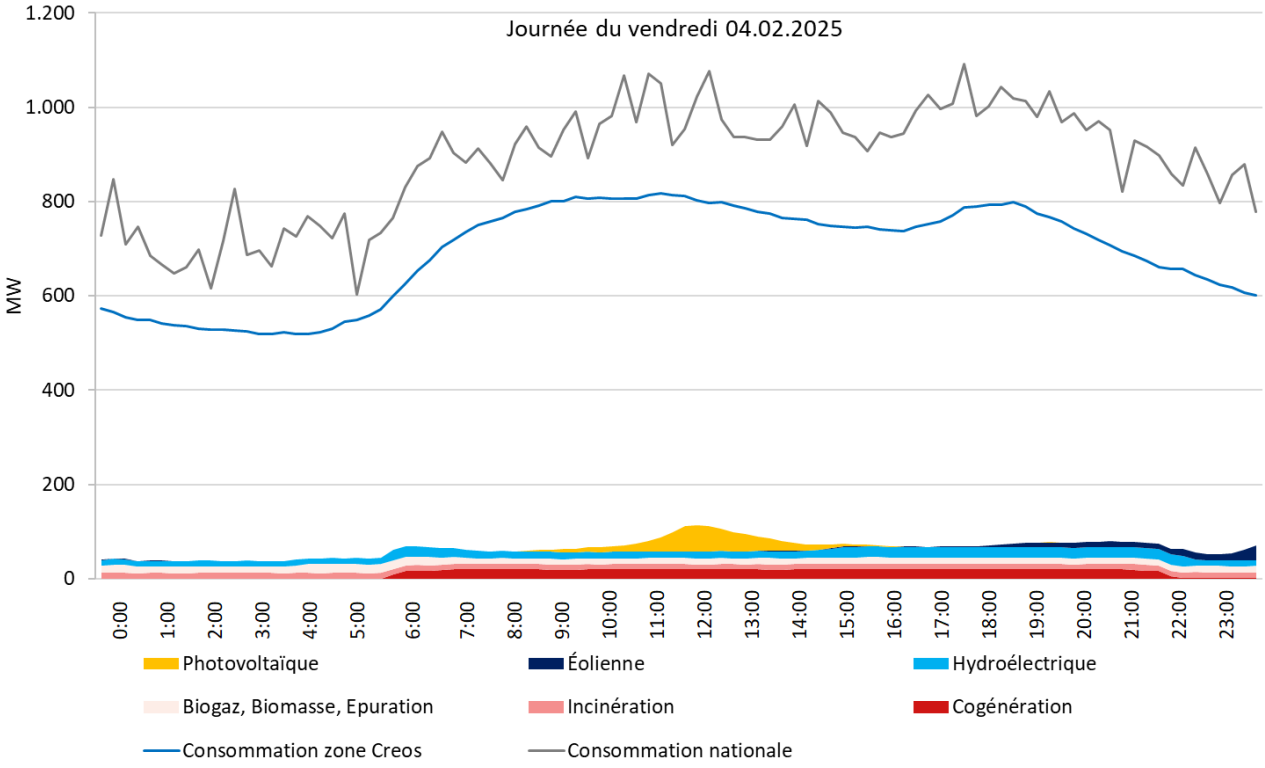
Graphique 5 : Distribution de la charge nationale quart-horaire en MW

Sachant que les réseaux sont dimensionnés en fonction de l'évolution de la charge et de la pointe, on peut conclure qu'une réduction de la consommation ou une activation de flexibilité avec une puissance de 135 MW pendant les 1 % des pointes les plus élevées permettrait de réduire la capacité des réseaux nécessaire de 12,3 % (135 MW).

Un autre facteur de dimensionnement des réseaux se rapporte à la production d'énergie renouvelable. L'augmentation du nombre d'unités de production intermittente peut, sous certaines conditions, mettre les réseaux sous pression. Pour ce qui concerne le Luxembourg, l'année 2025 a montré que les réseaux actuels sont capables d'accueillir davantage de production renouvelable et qu'il est possible d'augmenter le niveau d'autonomie à l'échelle du pays et ainsi réduire la dépendance des importations.

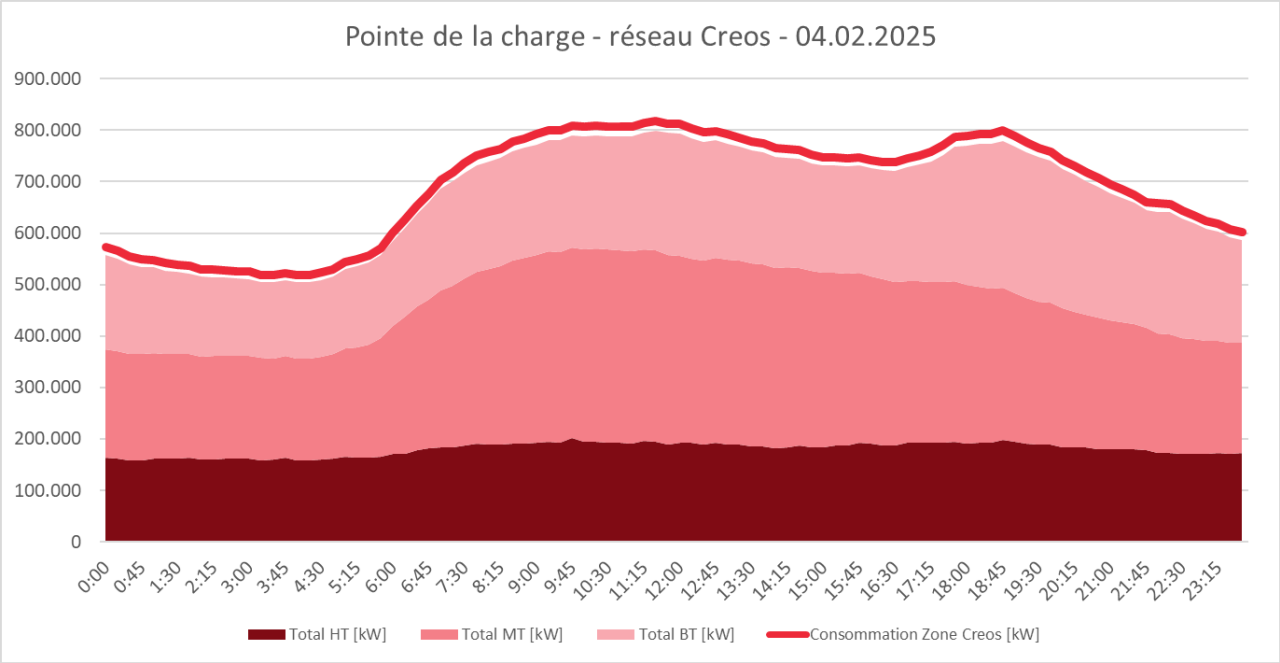
Le Graphique 6 montre la courbe de charge observée le jour de la pointe de consommation nationale le 4 février 2025 à 17h45. Des pointes de consommation particulièrement marquées sont observées vers l'heure de midi et en début de soirée. La première coïncide notamment avec la préparation de repas, et la deuxième a lieu au moment où la population rentre au domicile. Ces pointes se manifestent le plus clairement sur la courbe de la consommation de la zone Creos du fait de l'évolution irrégulière en dents de scie de la consommation nationale, qui est due aux fours sidérurgiques électriques situés dans le réseau Sotel. La pointe de consommation dans le réseau Creos (GRT)[59] a eu lieu le même jour que la pointe nationale, mais vers midi à 11h30.

[59] Somme des importations et de la production nationale



Graphique 6 : Courbe de charge du jour de la pointe de consommation 2025

Le Graphique 7 illustre la courbe de charge par niveau de tension le jour de la pointe de consommation dans la zone Creos le 4 février 2025. Il est constaté que la charge au niveau HT est relativement constante durant toute la journée alors que la charge au niveau MT est nettement plus élevée pendant les heures ouvrables que pendant la nuit. Ceci s'explique par le fait que l'industrie raccordée au réseau HT a typiquement une production continue et constante alors que les entreprises raccordées au réseau MT, dont une grande partie sont des PME, ont des heures d'ouverture spécifiques. La volatilité des prix sur les marchés de gros ne semble pas être suffisante pour inciter l'industrie à produire de manière plus flexible. La courbe du réseau BT reflète les deux pointes de consommation (vers l'heure de midi et en début de soirée) du secteur résidentiel telles que mentionnées ci-dessus.



Graphique 7 : Charge par niveau de tension le jour de la pointe de consommation dans la zone Creos

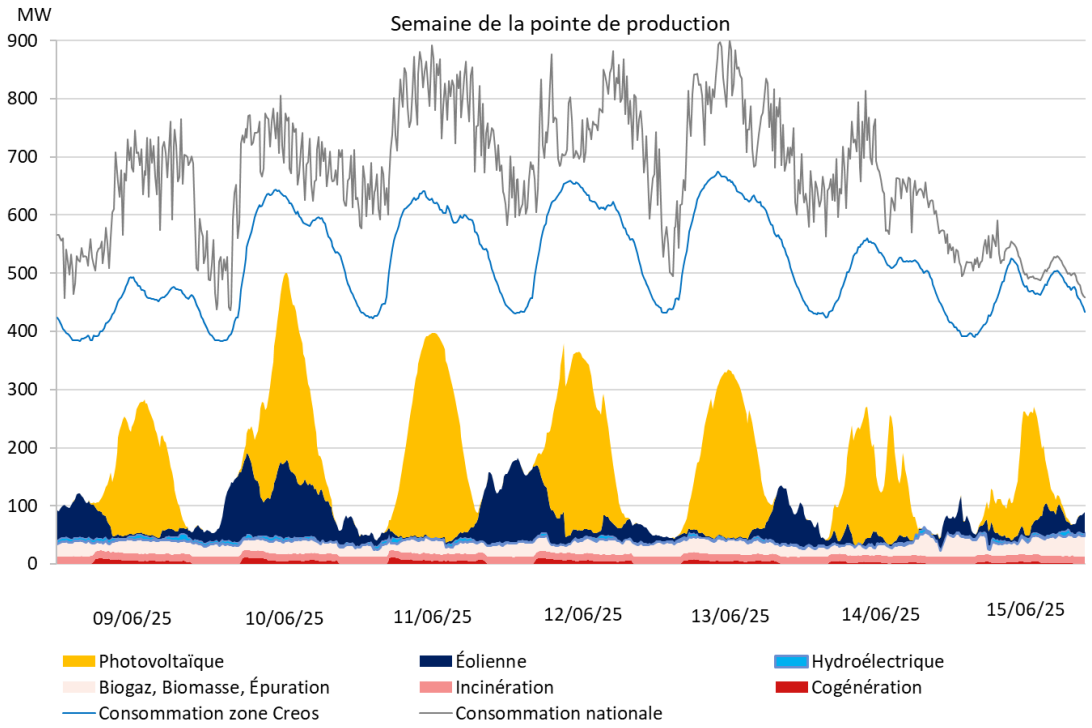
La courbe de charge de la semaine de la pointe de production (semaine du 10 juin 2026) est illustrée dans le Graphique 8. Elle confirme la cohérence entre les courbes de production et de consommation et illustre les constats usuels durant la semaine et la journée. Ainsi des pointes de consommation sont observées vers l'heure de midi et en début de soirée et une consommation nettement moins élevée en fin de semaine qu'en semaine.

Il est intéressant d'observer que les courbes de production et de consommation démontrent d'une part une cohérence d'ensemble, et d'autre part, que les réseaux ont pu intégrer une pointe de production de l'ordre de 501 MW (contre 449 MW en 2024).

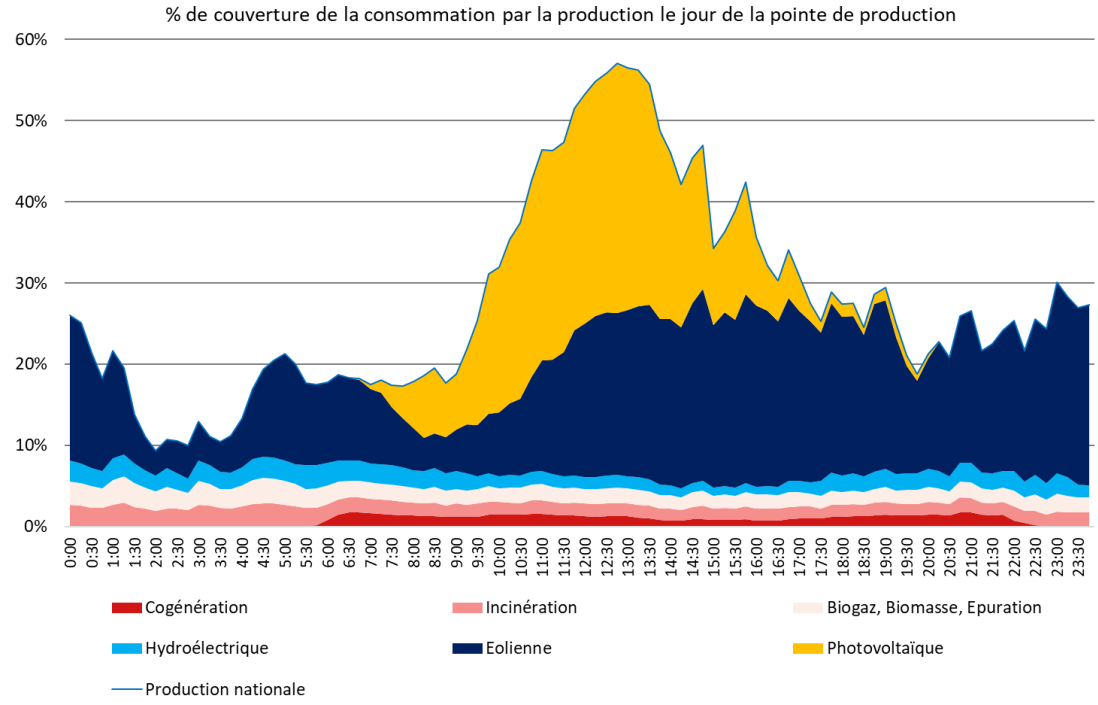
Le Graphique 9 montre le taux de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production. Il est constaté qu'à l'heure de la pointe, le Luxembourg arrive à couvrir 72 % de la consommation nationale avec la production nationale. Le taux de couverture de la consommation totale le jour de la pointe était de 33,4 %. Il est à noter que l'augmentation du nombre d'heures pendant lesquelles les prix du marché sont négatifs conduit à un arrêt plus fréquent de certaines installations de production. Depuis le 15 août 2024 la prime de marché est fixée à zéro lorsque les prix du marché spot « day-ahead » pour la zone de prix Allemagne/Luxembourg sont négatifs pendant au moins trois heures consécutives (six heures auparavant).[60] Ainsi les installations de production situées au Luxembourg sont plus souvent à l'arrêt même si la production nationale n'arrive pas à couvrir la consommation nationale, mais qu'il y ait un excès d'énergie au niveau de la zone de prix Allemagne/Luxembourg.

Par contraste, comme le montre le Graphique 6, la situation au moment des pointes de consommation est souvent moins favorable. Les jours comme la journée du 4 février 2025 font partie des journées les plus critiques pour le système électrique, la production nationale couvrant en moyenne uniquement 7,3 % de la consommation.

[60] Règlement grand-ducal du 31 juillet 2024



Graphique 8 : Courbe de charge pendant la semaine de la pointe de production en 2025



Graphique 9 : Taux de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production en 2025

2.2.2 PRODUCTION NATIONALE

2.2.2.1 ÉNERGIES RENOUVELABLES

2.2.2.1.1 RÉGIME D'ACCÈS POUR PRODUCTEURS RENOUVELABLES

L'article 5 de la Loi Électricité précise le régime général du raccordement au réseau imposé aux gestionnaires de réseau et les oblige à raccorder à leur réseau tout client final et tout producteur qui en fait la demande et qui est situé dans sa zone de transport ou de distribution. Depuis 2015, les gestionnaires de réseau doivent prévoir des procédures simplifiées et normalisées pour le raccordement de producteurs décentralisés d'électricité produite par cogénération à haut rendement ou sur base d'énergies renouvelables, visant à donner à ces derniers davantage de prévisibilité et de clarté sur les coûts et le calendrier de leur raccordement. Désormais, la Loi Électricité prévoit que les installations avec une capacité électrique inférieure ou égale à 30 kW doivent être raccordées au réseau à la suite d'une simple notification au gestionnaire de réseau de distribution.

L'article 19 (2bis) de la Loi Électricité garantit l'accès au réseau pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau. L'article 19 (3) dispose également que les gestionnaires de réseau ne peuvent pas refuser l'accès à leur réseau à un producteur d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, même dans le cas où un renforcement du réseau deviendrait nécessaire suite à ce raccordement. En outre, le règlement 943/2019 prévoit un appel prioritaire pour les installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ayant une puissance électrique installée inférieure à 400 kW.

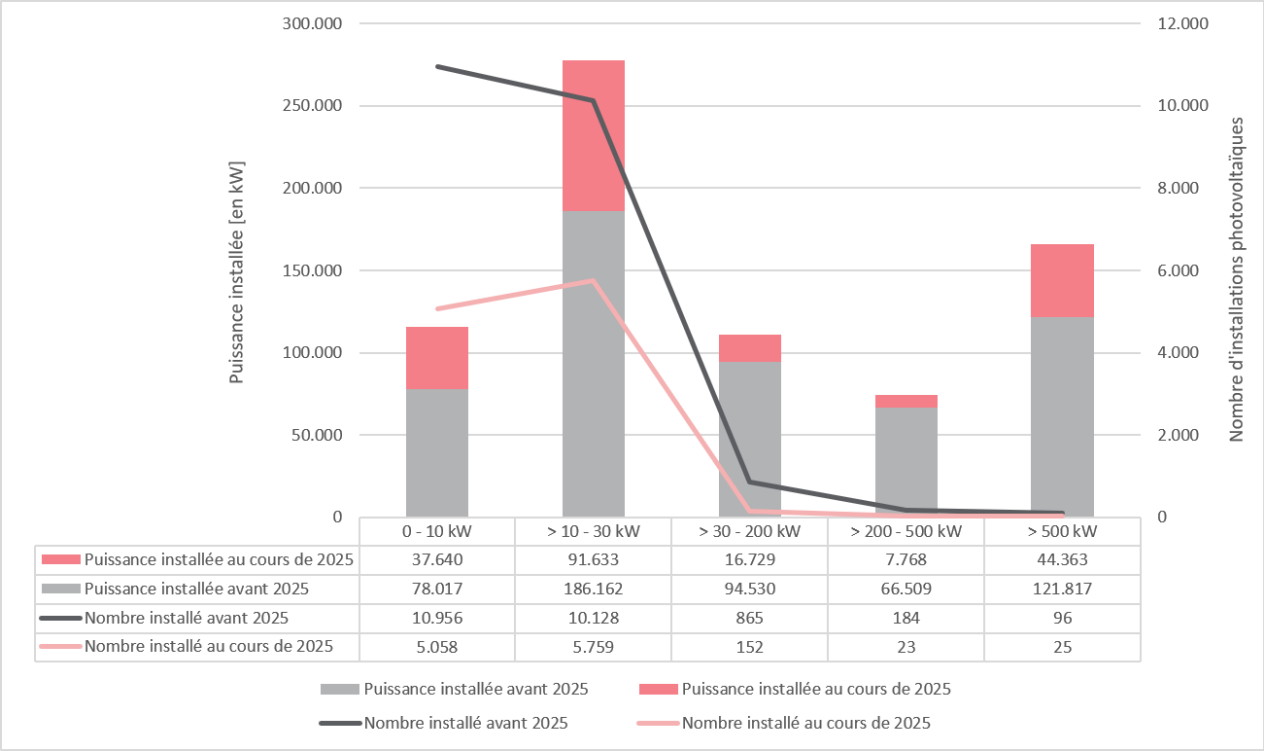
2.2.2.1.2 CAPACITÉS DE PRODUCTION

La capacité de production totale installée au Luxembourg (hors centrale de pompage) s'est élevée à 1.177 MW en 2025, contre 975 MW en 2024. Ceci représente une augmentation d'environ 20,7 % qui est principalement due à la mise en service de nouvelles installations photovoltaïques. Le Tableau 9 reprend les données de l'ensemble des centrales de production au Luxembourg à la fin de l'année 2024 et 2025. En tout, le nombre de centrales augmente de 22.860 à 33.552, dont 33.304 installations photovoltaïques.

	31.12.2024		31.12.2025	
	Puissance installée [MW]	Nombre de centrales	Puissance installée [MW]	Nombre de centrales
Biogaz :	10	26	10	27
Biomasse :	75	11	75	12
Cogénération à gaz naturel :	71	99	60	90
Éolienne :	214	80	231	84
Hydroélectrique :	34	33	34	34
Photovoltaïque :	550	22.610	746	33.304
Usine d'incinération :	21	1	21	1
TOTAL	975	22.860	1.177	33.552

Tableau 9 : Centrales de production au Luxembourg

Le Graphique 10 montre plus en détail l'augmentation du nombre et de la puissance des centrales photovoltaïques, par catégorie de puissance installée. Il peut en être déduit que, dans chaque catégorie, une puissance importante a été installée, avec le plus grand gain dans la catégorie >10 kW – 30 kW. Pour les installations jusqu'à 30 kW, cette augmentation est surtout due au fait que pour les centrales avec autoconsommation, la subvention à l'investissement a été maintenue à un niveau élevé, tandis que pour les grandes installations, l'augmentation s'explique principalement par les réalisations des centrales issues des appels d'offres de l'État.



	0 - 10 kW	> 10 - 30 kW	> 30 - 200 kW	> 200 - 500 kW	> 500 kW
Puissance installée au cours de 2025	37.640	91.633	16.729	7.768	44.363
Puissance installée avant 2025	78.017	186.162	94.530	66.509	121.817
Nombre installé avant 2025	10.956	10.128	865	184	96
Nombre installé au cours de 2025	5.058	5.759	152	23	25

Graphique 10 : Capacités photovoltaïques mise en service au cours de l'année 2025[61]

Les statistiques sur les réservations de puissance pendant l'année 2025 pour les niveaux de tensions MT et HT[62] sont reprises dans le Tableau 10 et le Tableau 11. Les réservations de puissance sont introduites auprès du gestionnaire de réseau lors de la planification d'une installation avec une puissance élevée (raccordée au niveau moyenne tension ou supérieur) avant obtention de toutes les autorisations requises. Le demandeur peut ainsi réserver la capacitée d'injection nécessaire si elle est disponible sur le site concerné. Par la suite, le gestionnaire de réseau fait un suivi régulier pour s'assurer que le projet avance, notamment avec l'octroi des autorisations environnementales. En cas de non-avancement après une durée de 6 mois jusqu'à une année (dépendant de la phase du projet)[63], la réservation peut expirer.

En 2025, au total 49 nouvelles réservations ont été faites pour des installations éoliennes, 40 réservations ont été accordées et 42 réservations ont dû être reportées à cause d'une capacité insuffisante du réseau sur le lieu de raccordement. Pour les installations photovoltaïques, 197 réservations ont été faites, 69 ont été accordées et 133 ont dû être reportées.

Le Tableau 12 montre qu'une capacité éolienne d'environ 986 GW a déjà été accordée, ce qui augmenterait la capacité totale installée à environ 1,2 GW si toutes ces capacités étaient réalisées, dépassant de loin les projections du PNEC (453 MW) pour l'année 2030. Il est à constater qu'il y a une puissance très élevée réservée par des projets éoliens, laquelle conduirait à une saturation des capacités du réseau en cas de réalisation. Ceci est la raison pour laquelle des réservations de puissance ont dû être reportées dans certaines régions du pays.

Dans ce contexte, la question se pose de savoir si la procédure actuelle de réservation de puissance « premier venu, premier servi » est toujours pertinente ou si elle représente même une barrière en vue d'une intégration rapide des renouvelables dans les réseaux. C'est pour cette raison que la mesure 40 proposée par le groupe de travail réseaux au sein de la consultation nationale « Einfach -

[61] Les données indiquées dans le Graphique 10 et le Tableau 9 sont extraites de deux sources différentes. Le nombre total d'installations ainsi que la puissance totale installée peuvent légèrement varier.
[62] Généralement il n'y a pas de réservation au niveau de basse tension.
En 2025, il n'y avait aucune réservation au niveau de très haute tension.
[63] Capacity Reservation Process (Note d'information – site web Creos)

Séier - Erneierbar »[64] propose de revoir la procédure de réservation et d'augmenter la visibilité sur les capacités actuellement disponibles et planifiées. L'article 50 paragraphe 4a du Règlement (UE) n° 2019/943 oblige également le GRT à publier de manière claire et transparente des informations sur la capacité disponible pour de nouveaux raccordements dans leurs zones d'exploitation. Ainsi une carte topographique au niveau des réseaux de haute et très haute tension (postes de transformation 220kV/65kV et 65kV/20 kV), indiquant les capacités régionales disponibles et planifiées[65] a été établie par Creos dans son rôle de GRT et de GRD.

	EOLIEN							
	Réservations de puissance reçues en 2025		Réservations de puissance accordées en 2025		Réservations de puissance reportées en 2025		Réservations de puissance annulées et expirées en 2025	
	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)
HT	1	8	2	39	0	0	0	0
MT	48	488	38	325	42	474	23	172
TOTAL	49	496	40	364	42	474	23	172

Tableau 10 : Réservations de puissance pour des éoliennes pendant l'année 2025

	PV							
	Réservations de puissance reçues en 2025		Réservations de puissance accordées en 2025		Réservations de puissance reportées en 2025		Réservations de puissance annulées et expirées en 2025	
	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)
HT	1	2	0	0	0	0	0	0
MT	196	648	69	254	133	422	7	27
TOTAL	197	650	69	254	133	422	7	27

Tableau 11 : Réservations de puissance photovoltaïque pendant l'année 2025

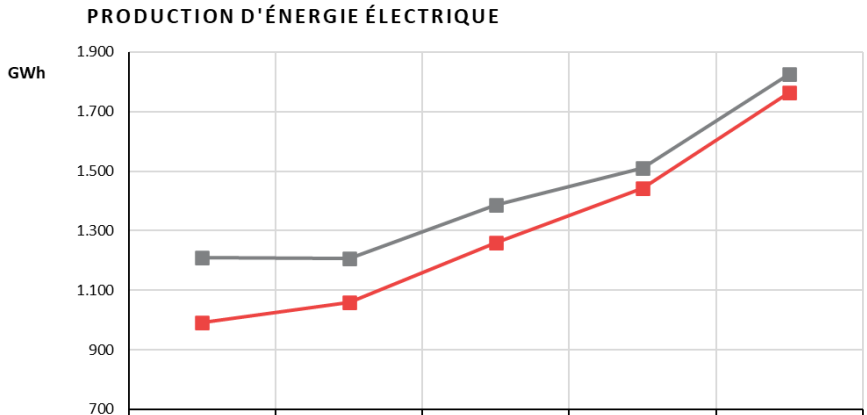
	EOLIEN				PV			
	Réservations de puissance accordées (cumul en 2025)		Réservations de puissance reportées (cumul 2025)		Réservations de puissance accordées (cumul en 2025)		Réservations de puissance reportées (cumul 2025)	
	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)	Nombre	Puissance (MVA)
HT	4	128	5	162	1	40	0	0
MT	106	858	60	659	70	255	133	422
TOTAL	110	986	65	821	71	295	133	422

Tableau 12 : Cumul des réservations de puissance au 31.12.2025

[64] https://gouvernement.lu/dam-assets/images-documents/actualites/2025/05/16-delles-energie-renouvelable/20250514-com-ese-rsum-mesures-final.pdf
[65] https://www.creos-net.lu/de/pro-seite/produkte-dienstleistungen/grid-hosting-capacity

2.2.2.1.3 PRODUCTION À BASE DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES

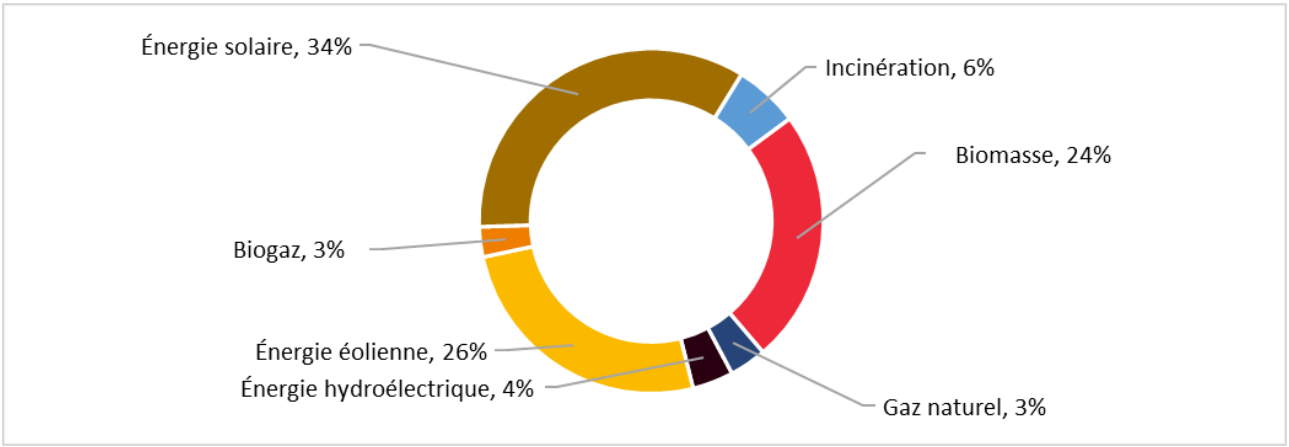
La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables s'élève à 1.763 GWh en 2025 (en hausse de 22,2 % par rapport à 2024), ce qui correspond à 27 % de la consommation nationale. La production renouvelable en 2025 a largement dépassé le niveau de production d'électricité à partir de sources fossiles, et représente 96,5 % de la production totale en 2025.



	2021	2022	2023	2024	2025
Production totale de toutes les centrales (hors pompage) [GWh]	1.209	1.208	1.388	1.511	1.826
Production à partir de sources d'énergie renouvelables [GWh]	993	1.060	1.261	1.443	1.763
Pourcentage renouvelable dans la consommation totale	15,2%	16,7%	20,3%	22,8%	27,0%

Graphique 11 : Production totale d'électricité et production à partir de sources d'énergie renouvelables

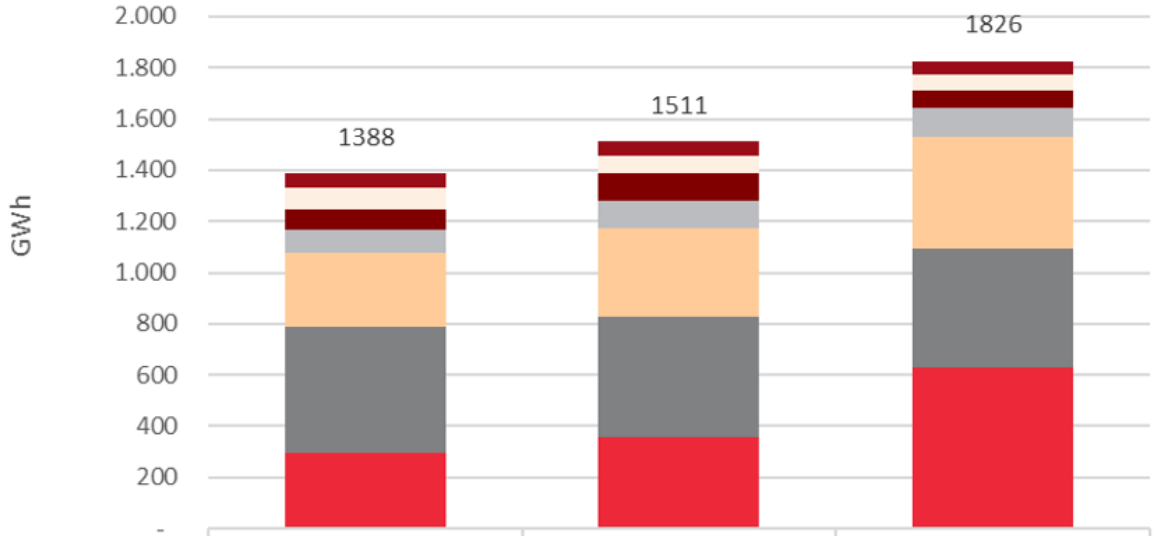
En termes de source d'énergie, l'énergie solaire a dépassé en 2025 l'énergie éolienne et représente la première source d'énergie dans le parc de production luxembourgeois, contribuant à hauteur de 34 % à la production nationale. L'énergie éolienne contribue à hauteur de 26 %, suivie par l'énergie à partir de la biomasse ou du bois de rebut qui contribue à hauteur de 24 %. Seulement 3 % de l'électricité produite au Luxembourg est issue de gaz naturel, combustible souvent utilisé dans les centrales de cogénération.



Graphique 12 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité

Le Graphique 13 montre la production nationale d'électricité (par source d'énergie) laquelle a augmenté en 2025 d'environ 20,8 % par rapport à 2024. La production des installations photovoltaïques a augmenté de 74,2% par rapport à 2024 et surpasse celle des éoliennes pour la première fois, avec un écart de 160 GWh. Cette forte augmentation de la production photovoltaïque est entre autres due à l'installation d'un grand nombre d'installations en 2025 (voir Tableau 9) ainsi qu'à la fin de l'année 2024 (des installations

qui n'ont pas contribué à la production pendant la plus grande partie de 2024). Les centrales à biomasse enregistrent une hausse de leur production d'environ 26 %.

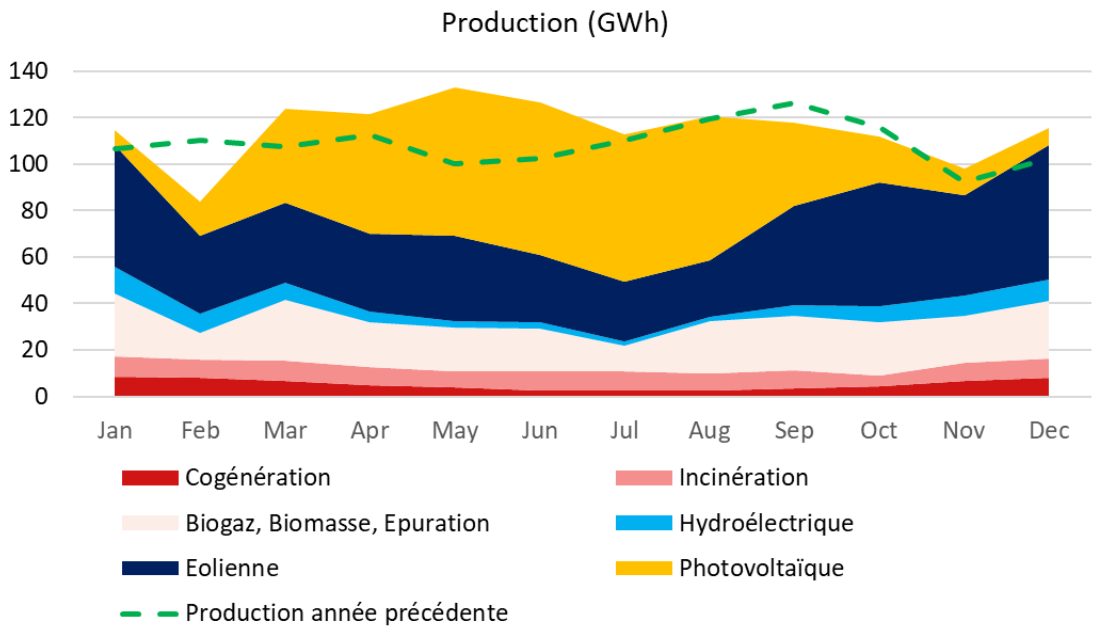


	2023	2024	2025	
Biogaz	55	56	51	-8,9%
Cogénération à gaz naturel	85	69	63	-8,7%
Hydroélectrique	80	104	71	-31,7%
Usine d'incinération	91	110	111	-0,9%
Biomasse	289	346	436	+26,1%
Eolienne	495	467	467	-
Photovoltaïque	294	360	627	+74,2%
Total	1388	1511	1826	+20,8%

Graphique 13 : Évolution de la production d'électricité par source d'énergie

Le Graphique 14 illustre le niveau de la production sur l'année. Il est constaté que les productions d'électricité à partir de biogaz et de biomasse constituent un socle stable, la cogénération est caractérisée par un profil dépendant des besoins de chaleur alors que l'éolien, l'hydroélectrique et le photovoltaïque présentent un caractère saisonnier marqué. Globalement sur l'année 2025, les capacités installées ont permis de couvrir en moyenne 23 % de la consommation, ce qui correspond à une légère hausse par rapport à 2024 (21 %). Ce taux de couverture passe par des pointes à 87 % mais aussi par des creux caractérisés par un taux de couverture plus faible, avec un minimum de 3 %.

Le gestionnaire de réseau de distribution Creos a indiqué qu'environ 74 MWh en énergie éolienne n'ont pas pu être produit en 2025 du fait de limitations en capacité. Jusqu'à la finalisation des travaux sur les boucles du nord du pays (augmentation de la tension de 65 kV à 110 kV), les capacités du réseau ne sont souvent pas suffisantes pour permettre le raccordement de nouveaux parcs éoliens dans cette région.



Graphique 14: Contribution mensuelle de chaque technologie de production d'électricité en 2025

2.2.2.2 AUTOCONSOMMATION ET PARTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

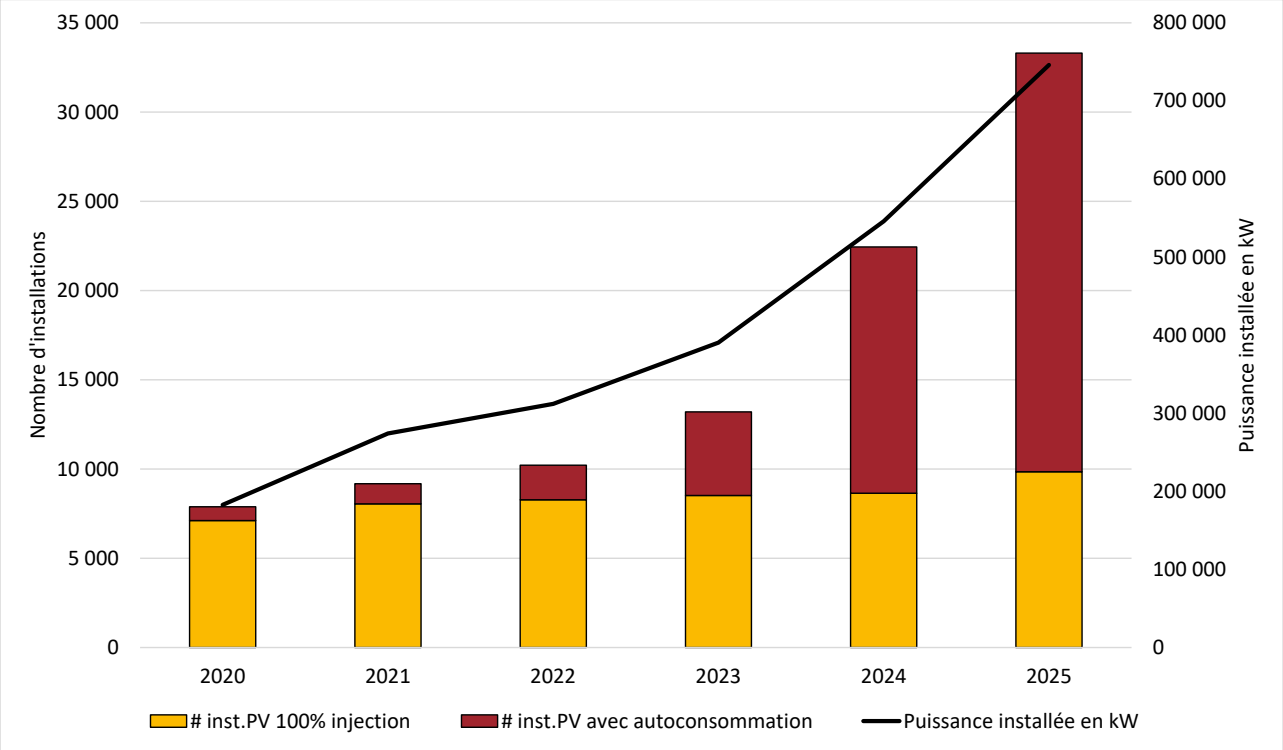
Alors que la notion d'autoconsommation individuelle et collective, ainsi que de communauté d'énergies renouvelables a été introduite pour la première fois avec la Loi du 3 février 2021 modifiant la loi du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, les spécifications de partage de l'énergie électrique ont été élargies avec la Loi du 9 juin 2023 modifiant la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité. Il est désormais possible de partager l'électricité autoproduite non seulement avec des voisins immédiats, mais également avec des utilisateurs du réseau à travers le pays, y compris ceux qui sont connectés à un autre réseau de distribution.

Ainsi, les résidents peuvent consommer en premier lieu leur propre production d'électricité pour couvrir la consommation de leur ménage et ensuite injecter uniquement le surplus dans le réseau de distribution. Avec la suppression des charges et redevances pour l'électricité autoconsommée, l'autoconsommation s'avère donc être économique et écologique. Cela permet en effet de consommer l'électricité renouvelable quand elle est disponible et d'éviter ainsi les coûts de la fourniture depuis le réseau. Le consommateur devient ainsi moins dépendant de la fourniture par le réseau et des aléas des prix de marché. L'autoconsommateur est également éligible à la rémunération sur base des tarifs d'injection réglementés pour la partie de l'électricité produite qui n'est pas autoconsommée ou partagée.

Le succès de l'autoconsommation résulte de la sensibilisation accrue des consommateurs suite à la hausse progressive des prix de l'électricité à partir du dernier trimestre 2021 et de l'introduction en avril 2022 d'un régime de soutien additionnel sous forme d'une subvention à l'investissement à hauteur de 50 % des frais d'acquisition réels pour les centrales avec autoconsommation et une capacité installée jusqu'à 30 kW. Ce montant avait ensuite été temporairement augmenté à 62,5 %, à condition que le système PV correspondant ait été commandé jusqu'au 30 septembre 2024 et soit facturé au plus tard en 2025.

Le graphique suivant illustre le nombre d'installations photovoltaïques en service au cours des six dernières années : non seulement leur nombre absolu a augmenté constamment, mais le nombre relatif d'autoconsommateurs a également progressé de manière significative. Alors qu'en 2020 seulement 10 % de toutes les installations photovoltaïques installées dans le pays étaient en mode autoconsommation, c'était déjà le cas pour plus de 70 % de toutes les installations PV fin 2025, ce qui est certainement dû aux financements très attractifs mentionnés ci-dessus, mais témoigne également d'une prise de conscience croissante parmi la population que la transition énergétique n'est possible que si elle est portée par une population de consommateurs actifs.

À signaler que les installations photovoltaïques existantes peuvent également basculer vers le mode autoconsommation, sans frais additionnels, en contactant le gestionnaire de réseau.



Graphique 15: Évolution des installations photovoltaïques en autoconsommation

Au 31 décembre 2025, 23.459 installations photovoltaïques sont actives en mode autoconsommation dont 10.715 ont été mises en service en 2025. Des statistiques plus détaillées sur le nombre des centrales de production en mode autoconsommation, ainsi que leur volume autoconsommé et injecté sont illustrées dans le Tableau 13ci-après.

Technologie	Nombre d'autoconsommateurs	Volume autoconsommé ou partagé [GWh]	Volume injecté [GWh]
Photovoltaïque	23.459	182,49	176,35
Cogénération à gaz naturel	9	1,73	0,14
Biogaz	6	2,52	11,11
Hydroélectricité	6	0,27	15,16
Biomasse	4	238,16	159,61
Éolienne	2	0,00	0,00
Usine d'incinération	1	18,65	92,33
Total	**23.487**	**443,81**	**454,70**

Tableau 13 : Volume autoconsommé ou partagé selon technologie en 2025

L'exploitant d'une installation qui ne peut pas autoconsommer (faute de consommation propre sur place) ou qui dispose d'un excédent après autoconsommation, peut décider de partager l'électricité produite :

1. avec d'autres consommateurs dans le même bâtiment, ou dont le point de raccordement au réseau n'est pas à plus de 100 mètres, moyennant la conclusion de d'une convention AC (autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière collective) avec le gestionnaire de réseau de distribution, également possible en moyenne et haute tension,
2. avec d'autres consommateurs moyennant la création d'une communauté d'énergie (CE) avec personnalité juridique propre et l'établissement d'une convention de partage d'électricité pour une communauté énergétique à conclure avec le gestionnaire de réseau de distribution.

De même que l'autoconsommation individuelle, le partage de l'électricité permet de consommer l'électricité renouvelable quand elle est disponible et d'éviter ainsi les coûts de la fourniture depuis le réseau. Le consommateur devient ainsi moins dépendant de la fourniture par le réseau et des aléas des prix de marché.

Pour le partage d'énergie électrique très restreint sur le plan géographique (consommateurs dans le même bâtiment ou dont les points de raccordement au réseau ne sont pas distants de plus de 100 mètres), deux formes de groupes de partage sont possibles sous le terme « **autoconsommateurs d'énergie renouvelables agissant de manière collective » (AC)** :

- AC1 - Autoconsommation Collective Locale (100 m)
  Un maximum de trois autoconsommateurs d'énergie renouvelables agissant de manière collective, raccordés au réseau basse tension d'un seul gestionnaire de réseau de distribution lorsque la distance qui sépare les deux points d'injection ou de prélèvement les plus éloignés n'excède pas 100 mètres.
- ACR - Autoconsommation Collective Renouvelable
  Les autoconsommateurs d'énergie renouvelables agissant de manière collective qui partagent entre eux l'énergie renouvelable produite sur le site de l'immeuble qu'ils occupent.

Pour partager l'électricité via le réseau de distribution, la constitution de « **communautés énergétiques » (CE)** avec personnalité juridique propre devient nécessaire. On peut distinguer entre quatre formes de groupe de partage :

- APS - Autoconsommateur Plusieurs Sites
  Un utilisateur du réseau avec plusieurs points d'injection ou de prélèvement / POD connectés au réseau basse tension d'un seul gestionnaire de réseau de distribution qui partage entre ces derniers l'énergie renouvelable produite.
- CEL - Communautés Énergétiques Locale
  Énergie: Est uniquement autorisé le partage d'énergie issue de sources renouvelables.
  Géographie: Tous les points d'injection ou de prélèvement/POD les plus éloignés du Groupe de partage d'énergie électrique doivent se trouver à une distance maximale de 300 mètres dans le réseau d'un seul gestionnaire de réseau de distribution.
  Niveau de tension: Tous les points d'injection ou de prélèvement/POD du Groupe de partage d'énergie électrique doivent se trouver sur le réseau basse tension.
- CER - Communautés Énergétiques nationale Renouvelable et Cogénération haut rendement
  Énergie: Est autorisé le partage d'énergie issue de sources renouvelables ou de la cogénération à haut rendement.
  Géographie: Les points d'injection ou de prélèvement/POD du groupe de partage d'énergie électrique peuvent se trouver sur tout le territoire national.
  Niveau de tension: les points d'injection ou de prélèvement/POD du groupe de partage d'énergie électrique peuvent se trouver en basse, moyenne et haute tension.
- CEN - Communautés Énergétiques nationale Non-Renouvelable
  Énergie: Est autorisé le partage d'énergie issue de sources renouvelables et non renouvelables.
  Géographie: Les points d'injection ou de prélèvement/POD du groupe de partage d'énergie électrique peuvent se trouver sur tout le territoire national.
  Niveau de tension: les points d'injection ou de prélèvement/POD du groupe de partage d'énergie électrique peuvent se trouver en basse, moyenne et haute tension.

Le nombre de groupes de partage actifs a progressé de 302 au 31 décembre 2024 pour atteindre 1.071 au 31 décembre 2025.

Groupe de partage	Nombre au 31/12/2024	Nombre au 31/12/2025	Nombre au 30/06/2026
AC1	76	442	645
ACR	191	424	514
APS	17	67	92
CEL	4	53	188
CER	14	85	136
Total	**302**	**1.071**	**1.575**

Tableau 14 : Evolution du nombre de groupes de partage

En mettant le focus sur le photovoltaïque (Tableau 15), on s'aperçoit que 16 GWh sont partagés en 2025. Ces 16 GWh d'électricité ont été partagés dans le cadre de 1.068 groupes de partage. Étant donné qu'une installation de production peut participer à un groupe de partage par niveau, il n'est pas pertinent d'additionner le nombre de consommateurs et de producteurs ainsi que les quantités d'énergie produites pour les trois niveaux de partage, afin d'éviter tout double comptage. Une répartition par type de groupe de partage de l'électricité partagée est reprise dans le tableau ci-dessous (tableau 15):

Types de groupes de partage « PV »	Groupes	Consommateurs	Producteurs	Énergie produite [MWh]	Énergie partagée [MWh]
Autoconsommation collective	864	2.108	1.061	35.884	15.111
Groupe de partage local (≤ 300 m)	53	302	142	625	189
Groupe de partage national	151	509	287	3.116	758
Total	**1.068**				**16.057**

Tableau 15 : Groupes de partage « PV »

L'augmentation du nombre de groupes de partage « PV » se poursuit en 2026. Au 30 juin 2026, 1.575 groupes de partage sont recensés. Avant qu'une communauté énergétique puisse conclure une convention avec le gestionnaire de réseau, elle doit être notifiée à l'Institut, qui publie une liste actualisée de toutes les communautés énergétiques enregistrées sur son site Internet[66].

Plus d'explications par rapport au partage d'électricité se trouvent sur le site Internet spécifique www.weshareenergy.lu.

2.2.2.3 ÉTIQUETAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

Selon le règlement grand-ducal du 21 juin 2010 relatif au système d'étiquetage de l'électricité, l'Institut est chargé de l'organisation et de la supervision du système d'étiquetage.

À travers une étiquette standardisée, le consommateur est en mesure de comparer les produits de différents fournisseurs et de faire son choix non seulement en fonction du prix, mais également en fonction des sources d'énergies à partir desquelles l'électricité vendues par les fournisseurs est produite et de l'impact environnemental qui en découle. À cette fin, l'Institut est chargé d'effectuer le contrôle des informations fournies : l'Institut vérifie annuellement la cohérence entre les quantités d'électricité vendues au Luxembourg et les garanties d'origine annulées pour la fourniture aux clients finals et calcule les mix fournisseurs annuels et le mix national annuel.

Les caractéristiques du mix résiduel de l'année civile révolue, ainsi que les valeurs par défaut de l'impact environnemental du mix résiduel, sont déterminées par l'Institut et communiquées à chaque fournisseur avant le 1er mars de chaque année[67]. Les caractéristiques du mix résiduel sont à utiliser par chaque fournisseur pour l'établissement des mix produits pour les quantités d'électricité fournies à des clients finals lorsque l'origine de cette électricité n'a pas été vérifiée par un traçage explicite moyennant

[66] https://www.ilr.lu/publications/liste-des-communautes-energetiques/

[67] Pour l'année 2025, les caractéristiques du mix résiduel ainsi que les valeurs par défaut de l'impact environnemental du mix résiduel ont été publiées dans le Règlement ILR/E26/1 du 25 février 2026 portant fixation du mix résiduel de l'année 2024 - secteur électricité.

annulation des certificats « garanties d'origine ». Les valeurs par défaut de l'impact environnemental du mix résiduel sont appliquées par l'Institut aux mix produits et aux mix fournisseurs lorsque les fournisseurs n'ont pas certifié les sources de l'électricité fournie.

En 2025, le mix national se compose de 74,2 % d'énergies renouvelables, de 13,5 % d'énergies fossiles, de 10,8 % d'énergie nucléaire et de 1,5 % d'autres sources non-identifiables[68] et son impact environnemental est de 108,42 g par kWh en termes d'émissions de dioxyde de carbone et de 0,69 mg par kWh en termes de déchets radioactifs. Cette composition montre une hausse absolue d'énergies renouvelables par rapport à 2024 par environ 8% due à l'augmentation du volume de certificats d'énergie renouvelable annulés par certains fournisseurs. On observe par ailleurs, dans le mix résiduel, un changement de 10 points de pourcentage au profit de l'énergie nucléaire au lieu de l'énergie fossile. Plus d'information sur le système d'étiquetage sont disponibles dans les rapports biannuels sur l'étiquetage de l'électricité[69].

2.2.2.4 ENCHÈRES DES GARANTIES D'ORIGINE ORGANISÉES PAR L'INSTITUT

Conformément à l'article 3 du règlement grand-ducal modifié du 1er août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables, l'Institut est l'autorité compétente au Luxembourg pour l'émission des Garanties d'Origine (ci-après « GOs ») pour l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables ainsi que l'opérateur du registre national des GOs, via lequel l'émission, le transfert et l'annulation des GOs sont effectués.

Les centrales, qui reçoivent des subventions à la production d'électricité produite à partir de sources renouvelables, ne peuvent pas vendre directement les GOs pour l'électricité produite mais, suivant l'article 4(1) du règlement grand-ducal du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité, en cas d'émission des GOs pour l'électricité produite par ces centrales, les GOs sont cédées sans frais au régulateur (l'Institut) qui les détient et les gère pour le compte du mécanisme de compensation.

L'Institut a développé en 2018 un système d'enchères périodiques pour valoriser les GOs émises pour les centrales du mécanisme de compensation, auxquelles tous les titulaires de compte d'un registre interconnecté à « l'AIB Hub » peuvent participer.

L'objectif de l'organisation d'enchères périodiques des GOs est de maximiser le revenu issu de la valorisation des Garanties d'Origine pour en faire bénéficier le consommateur luxembourgeois. Plus le prix réalisé aux enchères est élevé, plus la contribution au mécanisme de compensation est réduite pour le consommateur luxembourgeois sur sa facture finale d'électricité. Pour l'année 2025, le résultat des Garanties d'Origine vendues aux enchères sur la plateforme de l'Institut[70] dans le cadre de la valorisation des caractéristiques de l'électricité du mécanisme de compensation est présenté dans le Tableau 16:

CATÉGORIE	SOUS-CATÉGORIE	QUANTITÉS TOTALES ATTRIBUÉES	REVENUS
SOURCE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	Éolienne	443 494 MWh	211 575,57 EUR
	Biomasse	180 338 MWh	76 772,48 EUR
	Solaire	22 579 MWh	11 979,69 EUR
	TOTAL	**646 411 MWh**	**300 327,74 EUR**

Tableau 16 : Volumes attribués à travers des enchères en 2025[71]

Au 31 décembre 2025, 39 entreprises sont enregistrées sur la plateforme ILR GO Auction Platform https://goauction.ilr.lu/. Le différentiel de prix des offres retenues s'élève à 0,66 EUR/MWh pour la source éolienne, 0,47 EUR/MWh pour la source biomasse et à 0,52 EUR/MWh pour la source solaire. Le prix unitaire moyen des offres retenues s'élève à 0,48 EUR/MWh pour la source éolienne, 0,43 EUR/MWh pour la source biomasse et 0,53 EUR/MWh pour la source solaire. À noter qu'une GO équivaut à une MWh. Le différentiel de prix ainsi que le prix unitaire des offres gagnantes, pour toute source confondue, ont diminué entre 2024 et 2025. Un historique des résultats des enchères périodiques récentes des GOs est disponible sur la Plateforme à l'onglet « Auction Results »[72].

Le revenu de la vente aux enchères des garanties d'origine de l'année 2025 s'élève à 300 327,74 euros.

[68] https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2026/05/12/a243/jo.
[69] Rapport biannuel sur l'étiquetage de l'électricité – 2023/2024
[70] ILR GO Auctioning Platform https://goauction.ilr.lu/.
[71] Résultat de la valorisation des caractéristiques de l'électricité du mécanisme de compensation 2025
[72] https://auction.grexel.com/ilr/sv/public/auctionResults

2.3 ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE

2.3.1 MARCHÉ DE DÉTAIL

La fourniture en énergie électrique de clients au Grand-Duché de Luxembourg n'est possible qu'après l'obtention d'une autorisation de fourniture par le ministre ayant l'Energie dans ses attributions. La procédure d'autorisation, se basant sur des critères objectifs, est prescrite par la Loi Électricité. Une liste actuelle des fournisseurs ayant obtenu une autorisation de fourniture pour le Grand-Duché de Luxembourg (16 fournisseurs autorisés actuellement) est accessible sur le site Internet[73] de l'Institut.

Dix entreprises de fourniture se partageaient le marché de détail de l'électricité en 2025 qui comprend 354.927 points de fourniture de prélèvement.

Les consommateurs sont segmentés en trois groupes : les consommateurs résidentiels, les consommateurs professionnels et les consommateurs industriels. Tandis que le groupe des consommateurs professionnels comprend tous les consommateurs non résidentiels jusqu'à une consommation annuelle de 2 GWh, le groupe de consommateurs industriels comprend tout consommateur non-résidentiel avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh[74].

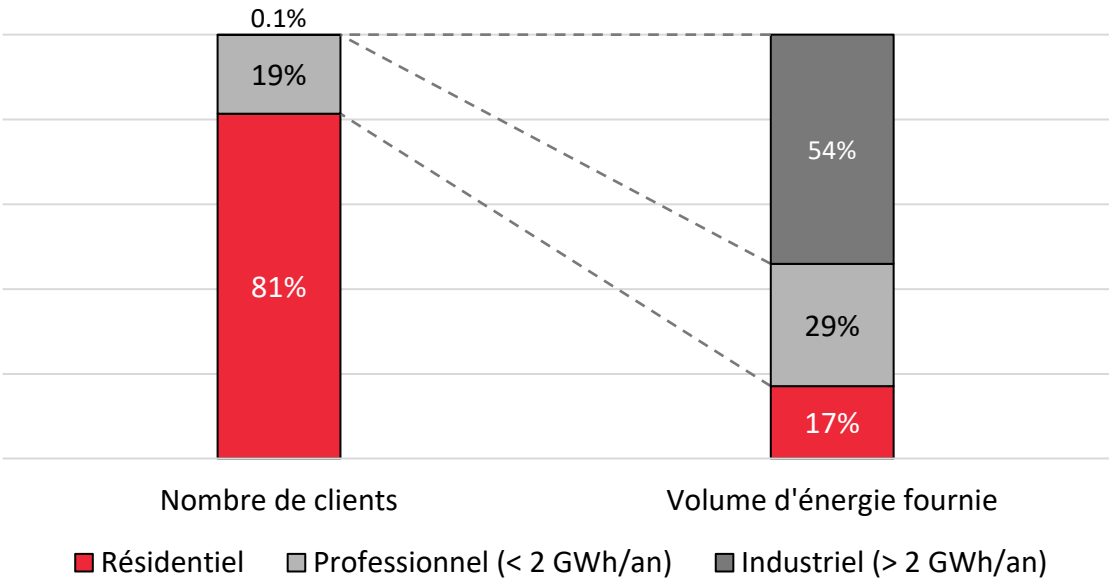
2.3.1.1 PARTS DE MARCHÉ

Le Tableau 17 et le Graphique 16 ci-après donnent une indication de l'importance relative des différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau. Aucune variation relative à l'importance des différents segments n'est à noter par rapport aux années précédentes.

	Volume d'énergie fournie (TWh)					Nombre de clients
	2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2025**
Résidentiel	1,003	0,999	1,002	1,035	1,017	288.697
Secteur professionnel (< 2GWh)	1,628	1,682	1,685	1,695	1,719	66.042
Secteur industriel (> 2GWh)	3,725	3,471	3,188	3,267	3,216	188

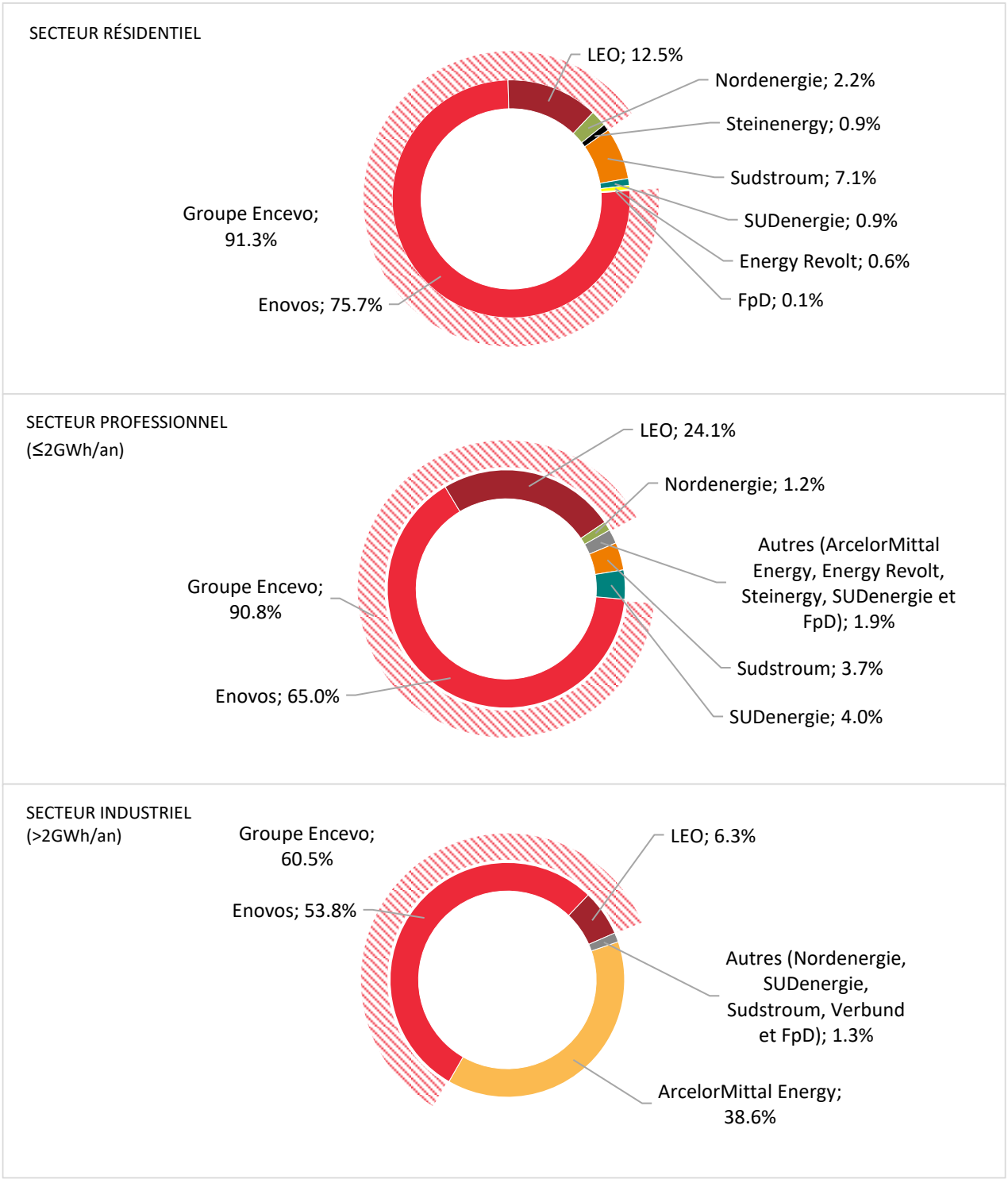
Tableau 17 : Évolution et répartition de l'énergie fournie et du nombre de clients par segment de marché de détail

[73] La liste actuelle des fournisseurs est consultable sous https://www.ilr.lu/wp-content/uploads/ilr-elc-pub-2025-03-04-elec-liste-fournisseurs.pdf.
[74] À noter que tous les consommateurs professionnels avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh ne sont pas forcément des consommateurs industriels. Néanmoins, aux fins de ce rapport, l'Institut les compte tous parmi les consommateurs industriels.



Graphique 16 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients

Sept entreprises d'électricité ont été actives sur le marché résidentiel et dix sur le marché non résidentiel en 2025. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 17. Compte tenu du fait que l'analyse est réalisée sur base des entités juridiques, la concentration réelle du marché est plus élevée en cumulant les parts de marché des entreprises faisant partie d'un même groupe (Enovos Luxembourg, LEO (Luxembourg Energy Office) S.A., Nordenergie S.A. et Steinergy S.A.), ceci surtout pour le secteur résidentiel et le secteur des PME.

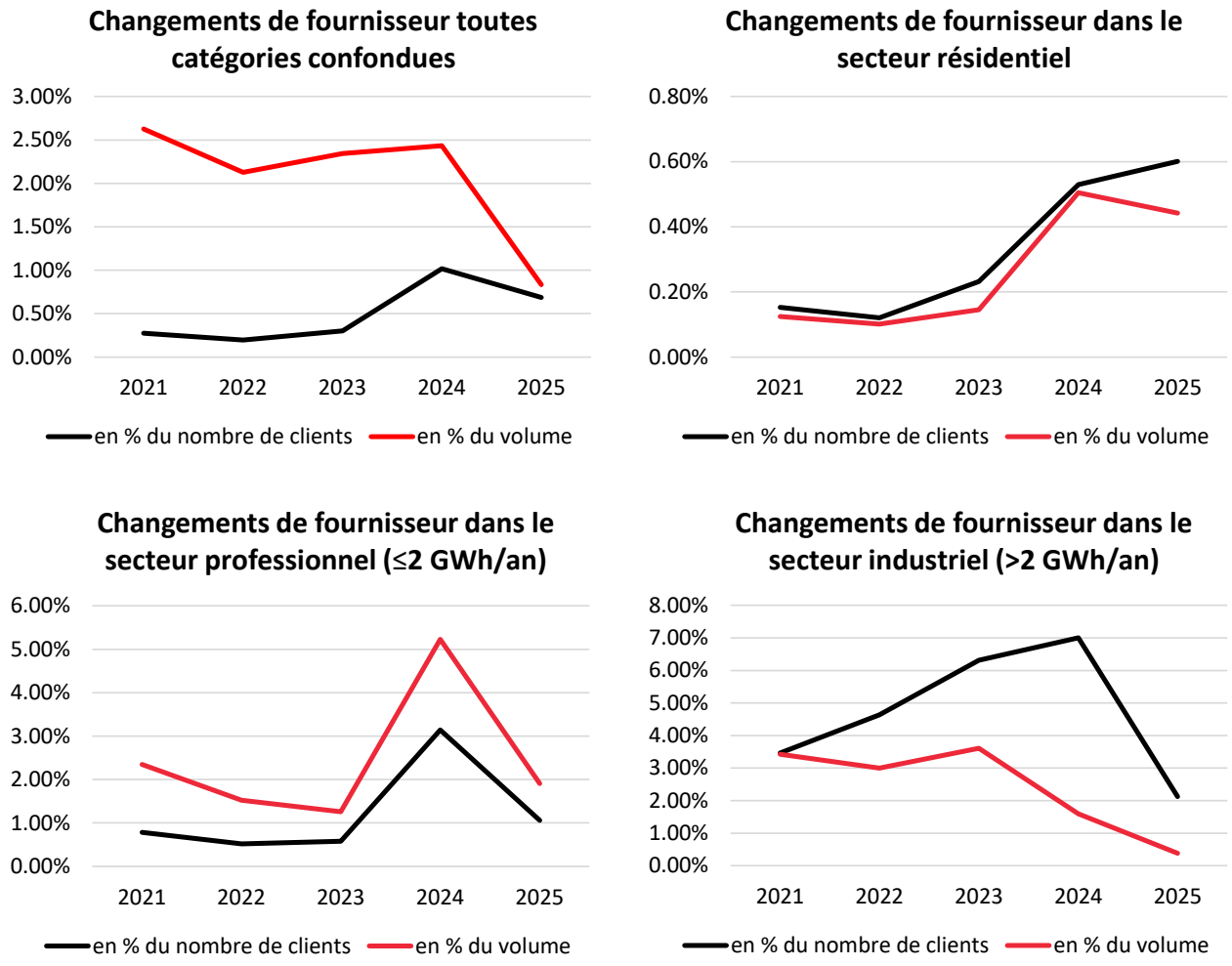


Graphique 17 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail de l'électricité

2.3.1.2 TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2025, 2.440 consommateurs ont changé de fournisseur, comparé à 3.577 changements en 2024. Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondues, a été de 0,8 %, en termes de volume et de 0,7 % en termes de nombre de clients.

Le Graphique 18 ci-après donne une indication des taux de changement en termes de volume et en termes de nombre de clients dans les segments respectifs du marché de détail[75].



Graphique 18 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment)

En 2025, le marché a poursuivi son évolution avec une offre plus diversifiée, notamment grâce au développement des contrats d'électricité à tarification dynamique, des offres avec garantie de prix et l'arrivée de produits dits « time of use ». Les taux de

[75] Les changements vers le fournisseur par défaut (FpD) et le fournisseur du dernier recours (FDR) sont comptés parmi les changements, alors que les changements du FpD ou du FDR vers un fournisseur régulier ne sont pas pris en compte. De cette manière, le passage d'un consommateur d'un fournisseur vers un autre via le FpD ou le FDR ne compte que pour un seul changement. De plus, les nouveaux raccordements qui risquent de se retrouver dans la fourniture par défaut avant signature d'un contrat ne sont pas considérés parmi les changements de fournisseur.

changement observés étaient toutefois moins favorables qu'en 2024, dans un marché qui reste marqué par un faible dynamisme et une concurrence limitée.

Les produits d'électricité à tarification dynamique permettent au consommateur de bénéficier des fluctuations des prix à la bourse en adaptant son comportement de consommation de sorte à consommer lors des moments où les quantités d'électricité disponibles sur le marché sont abondantes, et donc à bas prix. Un tel produit requiert ainsi une implication active du consommateur, soit par une automatisation de ses décisions de consommation, soit par le fait de disposer d'usages flexibles, en étant lui-même capable de déplacer sa consommation dans le temps.

Les prix de ces produits se basent sur des formules de prix qui comprennent un indice boursier majoré par une commission de commercialisation et d'un forfait mensuel. L'indice boursier utilisé est le prix horaire day-ahead de la bourse EPEX pour le marché Allemagne-Luxembourg. Chaque jour durant l'après-midi les prix pour chaque heure du lendemain sont disponibles. Le fournisseur met ces prix à disposition de ses clients via son portail et permet ainsi au consommateur de planifier sa consommation.

En 2025, les premières offres « time of use » ont été commercialisées. Ces produits se caractérisent par une tarification prédéfinie qui varie selon les plages horaires et/ou les saisons. Contrairement aux contrats à tarification dynamique, les périodes tarifaires sont fixes et leurs prix sont connus à l'avance. Les offres « time of use » s'adressent aux consommateurs en mesure d'adapter leur consommation aux signaux de prix, notamment en déplaçant certaines charges flexibles, comme la recharge des véhicules électriques, vers les périodes où les tarifs sont les plus avantageux.

Si les taux de changement demeurent globalement faibles, le secteur résidentiel fait exception : les taux s'y maintiennent au niveau observé en 2024, qui correspond au niveau le plus élevé enregistré au cours des dernières années. Bien que la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois soit parmi la plus faible de toute l'Europe[76], les différences de prix entre produits des fournisseurs ont augmenté en 2025. L'écart entre le produit le plus répandu et le produit variable le moins cher se chiffre à 133 € par ménage et par an en 2025, comparé aux 113 € d'écart observé en 2024. Néanmoins, la petite taille du marché luxembourgeois, tout comme l'obligation pour un fournisseur de s'approprier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger.

L'ILR fait un appel aux consommateurs pour comparer les offres sur le marché, notamment à travers le comparateur en ligne www.calculix.lu.

2.3.1.2.1 SEGMENT RÉSIDENTIEL

Dans le segment des ménages, qui représente en volume d'énergie environ 17,1 % du marché de l'électricité, 1.736 changements de fournisseur ont été opérés en 2025, ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,6 % en termes de nombre de clients et de 0,4 % en termes de volume (Graphique 18).

2.3.1.2.2 SEGMENT PROFESSIONNEL

Dans le segment professionnel, qui regroupe les entreprises consommant moins de 2 GWh par an, 700 clients ont changé de fournisseur pour un volume total de 33 GWh. Par rapport à 2024, le nombre de changements (-1.351) est nettement inférieur, mais reste plus élevé que pendant les années antérieurs à 2024. Le volume d'énergie de ces clients qui ont changé de fournisseur (-56 GWh) suit la même tendance et rejoint le niveau d'avant 2024. Ces changements représentent pour le segment professionnel un taux de changement en 2025 de 1,1 % en termes de nombre de clients et de 1,9 % en termes de volume.

2.3.1.2.3 SEGMENT INDUSTRIEL

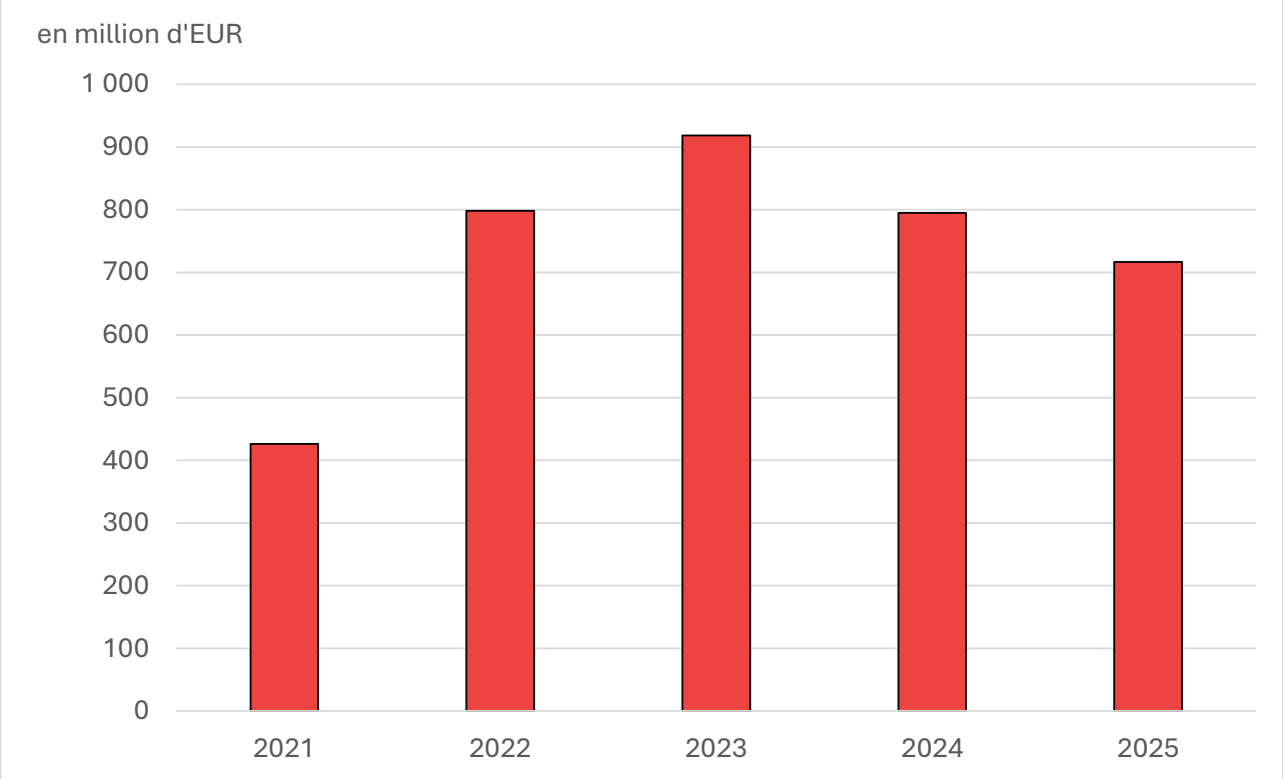
Dans le segment industriel, qui regroupe les entreprises consommant plus de 2 GWh par an, 4 clients ont changé de fournisseur pour un volume total de 12 GWh. Par rapport à 2024, le nombre de changements (-10) et le volume d'énergie de ces clients (-40 GWh) a fortement diminué. Ces changements représentent pour le segment industriel un taux de changement en 2024 de 2,1 % en termes de nombre de clients et de 0,4 % en termes de volume.

2.3.1.3 SURVEILLANCE DES PRIX

Au Luxembourg, le marché de l'électricité a été complètement ouvert à la concurrence au 1er juillet 2007. Il n'existe pas de prix de fourniture régulé, sauf en cas de fourniture par défaut et de fourniture du dernier recours (les deux limitées dans le temps) ; ainsi l'ensemble des consommateurs est fourni par des offres de marché.

[76] ACER/CEER Market monitoring report Figure 2 p 13: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/09/ACER-CEER_2024_MMR_Retail-1.pdf

La taille du marché de détail est illustrée dans le Graphique 19 par la somme des chiffres d'affaires des fournisseurs.



Graphique 19: Chiffre d'affaires des fournisseurs sur le marché luxembourgeois

La diminution des chiffres d'affaires, hors utilisation réseau, taxes et TVA, s'explique par la diminution des prix de l'énergie pour les segments professionnels sur les marchés de détail (Chapitre 2.3.2), alors que les prix de l'énergie pour le segment résidentiel ont augmenté.

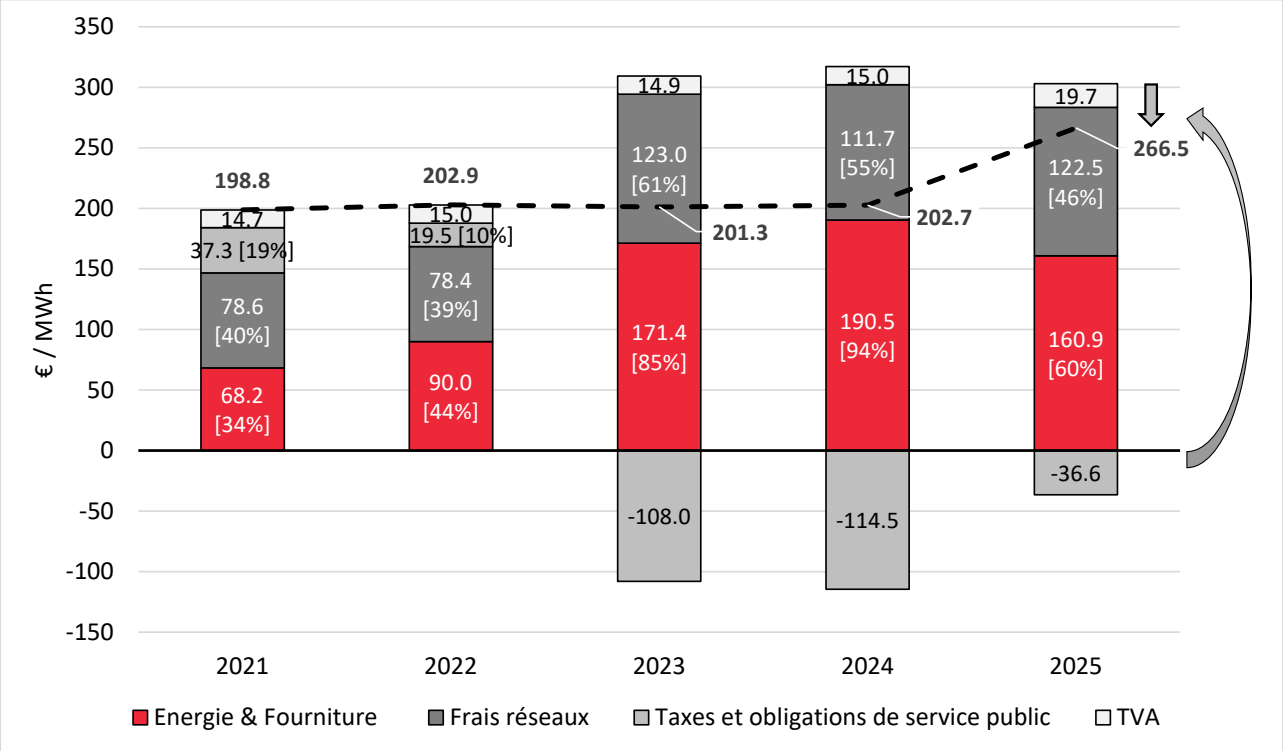
2.3.1.3.1 PRIX DU MARCHÉ DE DÉTAIL

Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les quatre composantes tarifaires déterminant le prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels sont :

- le prix de l'énergie électrique fourni par le fournisseur ;
- les tarifs d'utilisation du réseau de distribution et des services accessoires (par exemple comptage) approuvés par l'Institut ;
- la taxe sur l'énergie ainsi que la contribution aux obligations de service public telle que celle au mécanisme de compensation ;
- la TVA.

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 20 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat[77] des années 2021 à 2025.

[77] Le graphique se rapporte au client-type DC qui a une consommation annuelle en électricité entre 2500 et 5000 kWh (Catégorie de clients établie selon la classification d'Eurostat). Il s'agit du client-type le plus représentatif de la population résidentielle.

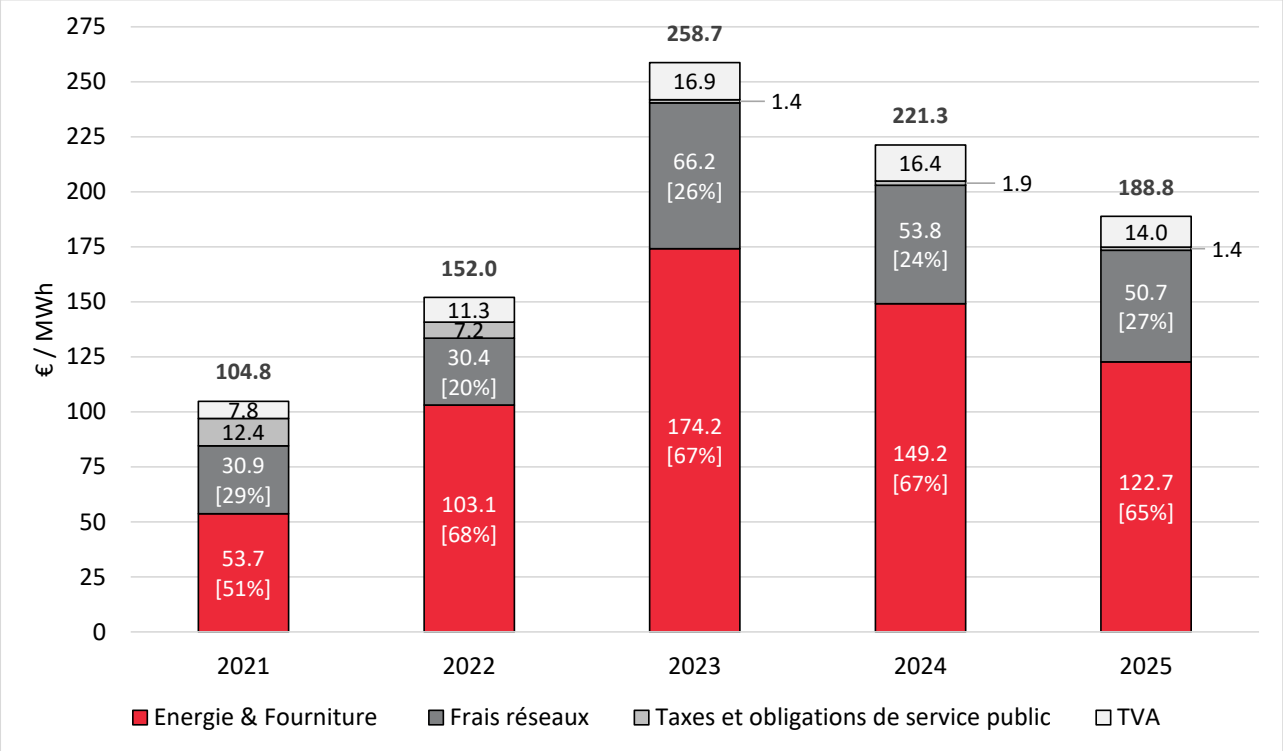


Graphique 20 : Composition des prix d'électricité des clients résidentiels (prix courants) – catégorie DC

Les prix de l'énergie et fourniture ainsi que les frais réseaux ont fortement augmenté entre 2022 et 2023 et sont restés à un niveau élevé depuis. Néanmoins l'État avait prévu des mesures pour stabiliser le prix de l'électricité des ménages au niveau du prix de 2022. La mise en œuvre de ces mesures a conduit à l'introduction d'un taux négatif pour la contribution au mécanisme de compensation des consommateurs d'électricité avec une consommation annuelle inférieure à 25.000 kWh à partir de 2023. Le montant de la contribution négative a été fixé de sorte à égaliser les hausses de prix annoncées pour l'énergie et le réseau. En 2025, la contribution liée au taux négatif a nettement diminué. Combinée à une augmentation des frais d'utilisation du réseau, cette évolution a entièrement compensé la baisse du prix de l'énergie, conduisant même à une hausse de 31 % du prix total. Nonobstant des aides pour les consommateurs visés, le marché de l'électricité continue à fonctionner et il est toujours utile de comparer les différentes offres des fournisseurs.

L'évolution de la composition du prix de l'électricité d'un client industriel type[78], tel que défini par Eurostat, est illustrée dans le Graphique 21 suivant.

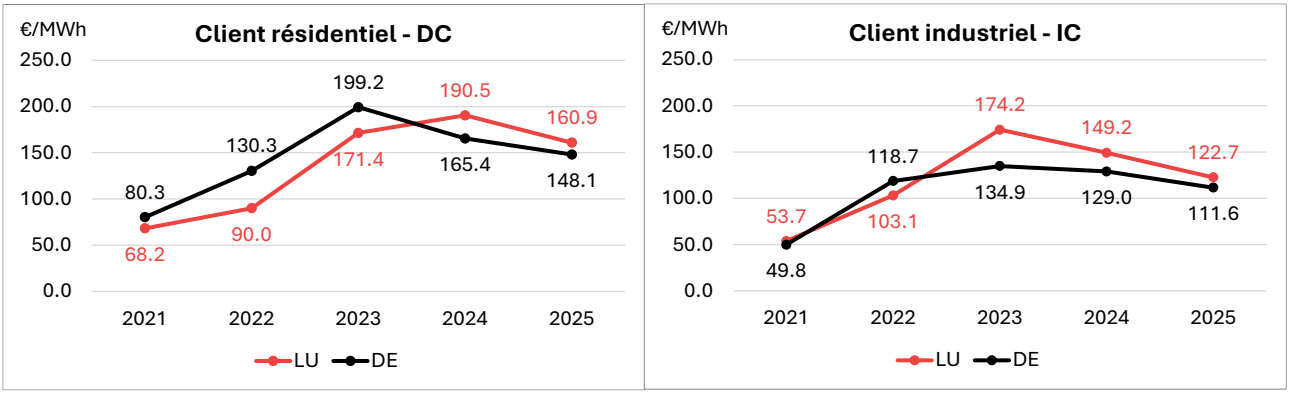
[78] Le client industriel type utilisé dans l'analyse de l'Institut correspond à la catégorie de clients IC établie par Eurostat. Ce client a une consommation annuelle en électricité entre 500 et 2 000 MWh.



Graphique 21 : Composition des prix d'électricité des clients industriels (prix courants) – catégorie IC

Par rapport à l'année précédente, la diminution de 15 % du prix total de l'électricité pour les industriels s'explique à la fois par la baisse (-18 %) du prix de l'énergie et de fourniture, et par la baisse (- 6 %) des frais d'utilisation du réseau. Bien que le prix actuel ait diminué en 2025, il reste au-dessus des prix observés avant la crise.

Étant donné que le Luxembourg fait partie du marché de l'électricité Allemagne/Luxembourg et qu'il n'y a pas de congestions aux interconnexions entre les deux pays, les prix sur le marché de gros, et donc les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, sont les mêmes en Allemagne qu'au Luxembourg ; cela fait donc sens de comparer la composante « Énergie et Fourniture » entre ces deux pays pour les deux catégories de clients, résidentiels DC et industriels IC, pour évaluer la compétitivité des prix au détail au Luxembourg.



Graphique 22 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre l'Allemagne et le Luxembourg (Données Eurostat)

Le Graphique 22 montre que les coûts de l'énergie en 2025 ont diminué pour la catégorie des consommateurs résidentiels DC ainsi que pour la catégorie industriels IC aussi bien au Luxembourg qu'en Allemagne. La différence du prix de l'énergie entre le Luxembourg et l'Allemagne pour le client résidentiel DC s'est réduit de moitié en 2025. Alors que la différence de prix était favorable pour les clients luxembourgeois en 2023 (27,8 €/MWh), les prix luxembourgeois sont depuis 2024 plus élevés (de 25,1 €/MWh en 2024 et de 12,8 €/MWh en 2025). Pour le client industriel IC, la différence entre le prix de l'énergie au Luxembourg et en Allemagne diminue de moitié également en 2025, passant de 20,2 €/MWh à 11,1 €/MWh. Les différences correspondent à 8 %, respectivement à 9 %, du coût de l'énergie et de fourniture luxembourgeois.

Les différences observées entre les courbes luxembourgeoises des catégories résidentiel (DC) et industriel (IC) résultent principalement des stratégies d'approvisionnement distinctes adoptées par les fournisseurs. Elles reflètent les évolutions des prix du marché de gros sous le chapitre 2.3.2. Ces stratégies d'approvisionnement permettent aussi d'expliquer les différences entre les évolutions au Luxembourg et en Allemagne.

Dans la suite de cette analyse, le focus est mis sur les prix de l'énergie du client résidentiel, pour lequel les différentes offres proposées par les fournisseurs ont été comparées.

La taxonomie européenne fait la distinction entre plusieurs types de contrats.

<table>
<tr><td colspan="2">Type de contrat</td><td>Contrat time of use</td></tr>
<tr><td colspan="2">Contrat à prix fixe</td><td rowspan="8">Le prix unitaire est fixé par le fournisseur (qu'il soit fixe ou indexé), mais peut varier selon l'heure de la journée, le jour de la semaine et/ou la saison, conformément à des plages horaires prédéfinies ou à des périodes choisies par le consommateur.

Le time of use peut s'appliquer aussi bien aux contrats à prix fixe (lorsque le prix fixe exclut les composantes d'indexation), aux contrats à prix indexé (lorsque les prix selon le moment d'utilisation sont liés aux prix de gros ou à d'autres indices) qu'aux contrats à prix révisable.</td></tr>
<tr><td>Contrat à prix uniforme</td><td>Le prix fixe ne comprend aucune composante de flexibilité, telle qu'un prix time of use.</td></tr>
<tr><td colspan="2">Contrat à prix indexé</td><td>Au moins une composante du prix unitaire fixée par le fournisseur varie en fonction des conditions du marché, généralement en étant liée aux prix de gros de l'électricité ou du gaz.</td></tr>
<tr><td>Contrat à prix dynamique</td><td>Le prix indexé reflète directement les fluctuations des prix du marché spot, notamment sur les marchés day-ahead (J-1) et intraday (intrajournalier), avec une fréquence de mise à jour identique à celle du règlement des marchés.</td></tr>
<tr><td colspan="2">Contrat hybride</td><td>Le prix unitaire combine une composante à prix fixe et une composante à prix indexé, selon des seuils de consommation ou des périodes spécifiques.</td></tr>
<tr><td colspan="2">Contrat à prix révisable</td><td>Type de contrat le plus répandu au Luxembourg. Le prix unitaire est fixé par le fournisseur et peut être révisé par celui-ci, sous réserve d'en informer les clients résidentiels au moins un mois à l'avance.</td></tr>
</table>

Tableau 18: Taxonomie européenne des types de contrats pour les consommateurs

En complément de cette classification, il convient de relever la spécificité des contrats à prix révisable historiquement proposés au Luxembourg. Ces contrats, qui représentent la grande majorité des offres, permettent au fournisseur d'adapter ses prix à tout moment, sous réserve d'en informer le consommateur au moins 30 jours avant l'entrée en vigueur de la modification. Durant ce délai, le consommateur peut résilier son contrat sans frais. Généralement résiliables à brève échéance, ces contrats représentaient 95,6 % des contrats du secteur résidentiel fin 2025.

Les contrats à prix fixe comprennent les contrats à prix uniforme ainsi que les offres time-of-use. Les contrats à prix uniforme garantissent un prix inchangé pendant une durée déterminée (généralement 12 ou 36 mois) ou jusqu'à une échéance prédéfinie (par exemple jusqu'au 31 décembre). Dans le cadre de ce type de contrat, il est recommandé aux consommateurs de lire attentivement les conditions de résiliation et de reconduction, qui peuvent varier d'un fournisseur à l'autre. Le premier contrat à prix fixe intégrant

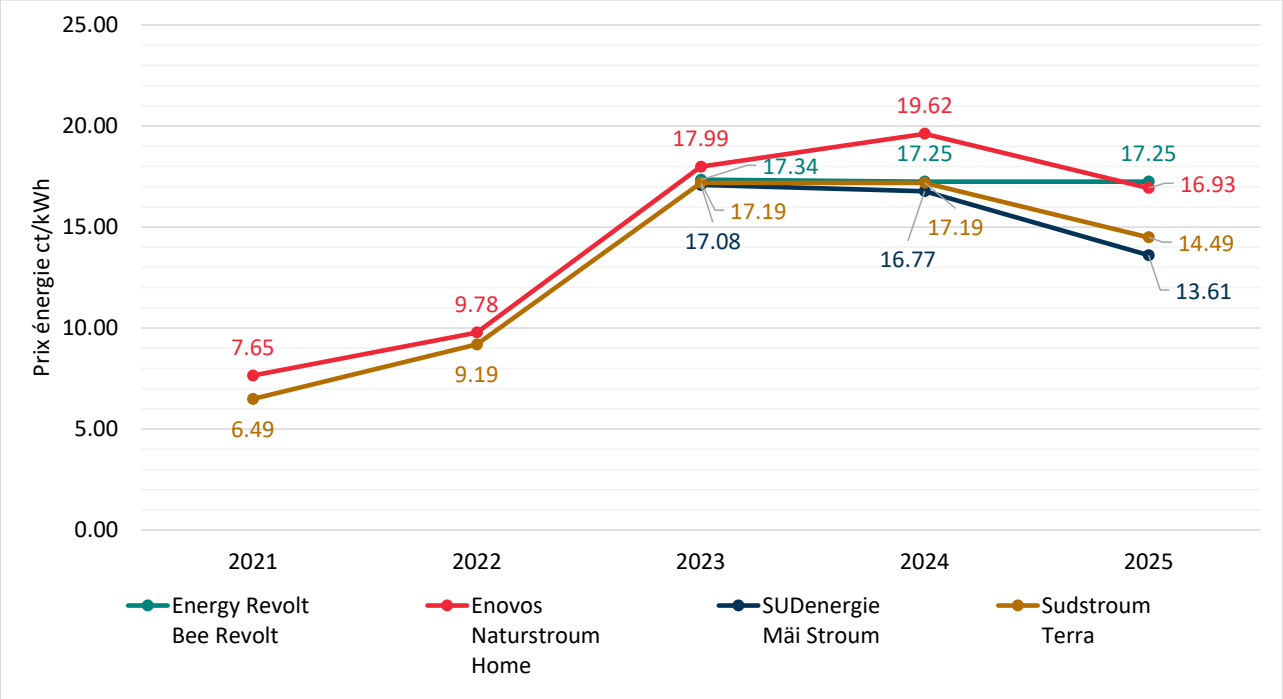
du type time-of-use a été lancé au milieu de l'année 2025. Grâce aux plages horaires et aux niveaux de prix prédéfinis, ce type de contrat permet aux consommateurs disposant de consommations flexibles, notamment les propriétaires de véhicules électriques, de réduire leur facture d'électricité en reportant leur consommation vers les périodes d'heures creuses. Ces « contrats fixes » représentent 4,4 % de l'ensemble des contrats fin 2025. Après la disparition de ces offres durant la crise énergétique, il est constaté que ce type de contrats est réapparu de façon régulière en 2025.

Les contrats à prix indexé proposés au Luxembourg sont essentiellement des contrats à prix dynamiques. Disponibles depuis 2024, ces offres répercutent directement au consommateur les prix observés sur le marché de gros, auxquels le fournisseur ajoute une marge commerciale. En 2025, ces majorations ont diminué, renforçant ainsi l'attractivité de ces produits. Les variations du prix de l'électricité suivent celles des marchés de gros et peuvent évoluer à une fréquence horaire, voire, en théorie, à une fréquence quart-horaire.

À ce jour, aucun contrat hybride, combinant une composante à prix fixe et une composante à prix indexé, n'est proposé par les fournisseurs luxembourgeois.

Pour les produits à prix révisable, les prix annuels de l'énergie en 2025 se sont situés entre 544 € et 691 € sur la base d'une consommation annuelle de 4.000 kWh, répartie sur l'année en fonction du profil standard pour ménages H0[79]. Une répartition de la consommation à l'aide d'un profil permet de mieux déterminer les coûts annuels, surtout si le fournisseur adapte ses prix en cours d'année. La fourchette des prix inclut les frais fixes des fournisseurs qui se situent entre 3,5 et 7,5 € par mois. Exprimés en ct/kWh, les prix de ces produits varient entre 13,61 et 17,28 ct/kWh.

Le Graphique 23 illustre le produit le plus répandu pour chaque fournisseur. Au cours de l'année 2025.



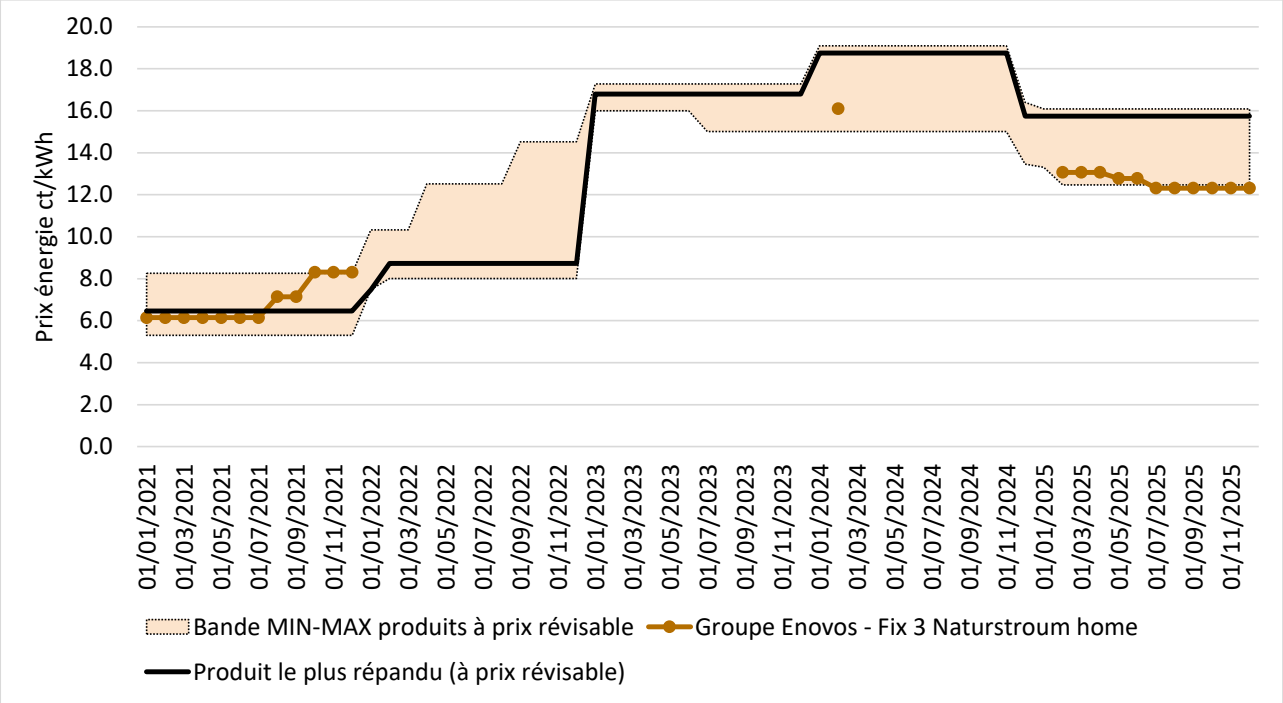
Graphique 23 : Prix annuels de l'énergie du produit à prix révisable le plus répandu pour chaque fournisseur[80]

Après une période de prix très rapprochés en 2023, des écarts plus marqués entre les fournisseurs sont observés depuis 2024, ce qui renforce l'intérêt de comparer les offres. Le cas échéant, un changement de produit ou de fournisseur peut permettre de réaliser

[79] Profil de consommation synthétique et normé pour 2023. Il s'agit d'une courbe de charge quart-horaire synthétique, destinée à représenter le comportement suivant une moyenne statistique de tous les ménages https://www.creos-net.lu/fournisseurs/electricite/profils-synthetiques.html
[80] Calculs sur base d'une consommation annuelle de 4 000 kWh répartis en fonction du profil standard pour ménages H0

des économies. À titre d'illustration, l'écart entre le produit le plus répandu et le produit le moins cher s'élève à 133 € par ménage et par an en 2025. Bien que le prix de la plupart des produits ait diminué en 2025, cet écart s'est néanmoins creusé de 19 €. L'outil de comparaison Calculix[81] permet de guider le consommateur dans son choix, tout en lui permettant de tenir compte de ses comportements de consommation ainsi que de ses préférences.

Depuis la réapparition régulière d'offres à prix uniforme, le prix de l'énergie proposé dans le cadre de ce type de contrat se situe parmi les plus compétitifs du marché, voire légèrement en dessous du produit le moins cher. Toutefois, cette offre est assortie d'un contrat à durée déterminée de trois ans, ce qui engage le consommateur sur une période relativement longue. La décision d'opter pour ce type de contrat requiert dès lors une attention particulière, d'autant plus qu'il n'existe actuellement que très peu d'offres comparables sur le marché. Le Graphique 24 présente l'évolution mensuelle des prix proposés pour les contrats à prix uniforme et les compare à ceux des produits à prix révisable. Il convient de souligner que le prix fixé lors de la souscription d'un contrat à prix uniforme est garanti pendant toute la durée du contrat, soit 36 mois.



Graphique 24: Comparaison des produits à prix uniforme aux produits à prix révisable

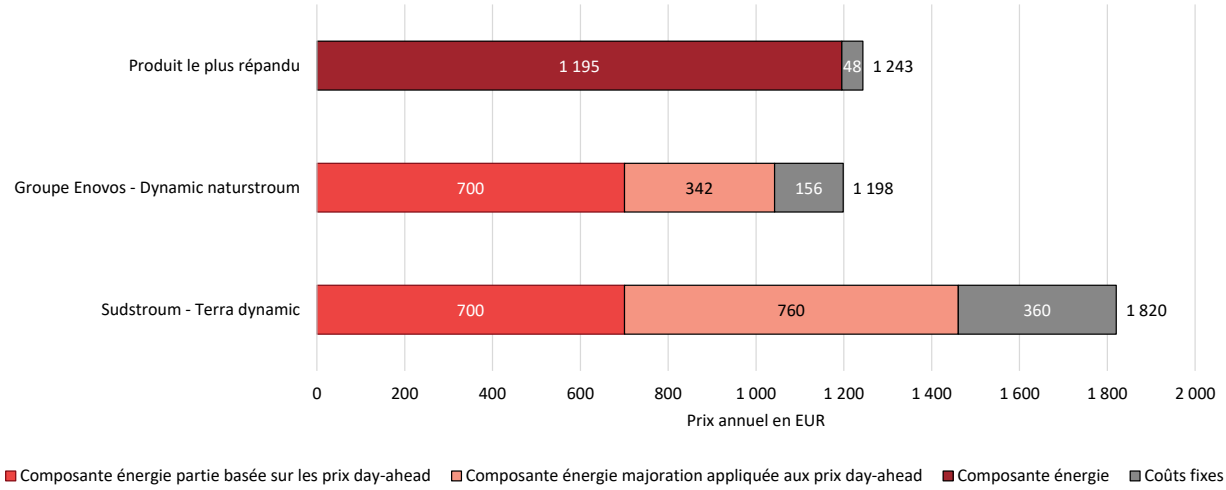
En juillet 2024, les premiers produits d'électricité à tarification dynamique ont été commercialisés au Luxembourg. Au cours de sa première année de commercialisation, les majorations appliquées par les deux fournisseurs du même groupe sur l'indice boursier et les frais fixes mensuels étaient relativement élevés, ce qui limitait l'attractivité de cette offre. En 2025, la majoration appliquée à l'indice boursier a été réduite, tandis que les frais fixes mensuels sont restés élevés, représentant plus de trois fois les frais mensuels facturés pour les autres produits standards proposés par ce même fournisseur.

En 2025, un troisième fournisseur a lancé une offre à tarification dynamique. Comme les deux premiers fournisseurs, il est soumis à l'obligation légale de proposer un tel produit, dès lors qu'il dessert plus de 15 000 clients. Ce seuil, fixé par la législation luxembourgeoise, est sensiblement inférieur au seuil de 200 000 clients prévu par la directive européenne, afin de garantir l'existence de plusieurs offres sur le marché et d'éviter une situation où un seul fournisseur serait tenu de proposer un produit dynamique.

[81] www.calculix.lu

Un produit à tarification dynamique permet au consommateur de bénéficier directement des variations des prix de gros de l'électricité. Pour en tirer pleinement parti, il est toutefois nécessaire d'adapter sa consommation aux fluctuations des prix, en évitant les périodes où les prix sont élevés et en privilégiant les heures où ils sont faibles. En pratique, les fournisseurs s'appuient généralement sur les prix *day-ahead*, publiés la veille pour chacune des heures de la journée suivante.

L'Institut a comparé le coût annuel de l'énergie d'un produit à tarification dynamique à celui du produit standard le plus répandu, sur la base d'une consommation annuelle de 7 600 kWh pour un utilisateur flexible disposant d'une voiture électrique. La consommation liée à la recharge du véhicule électrique représente 3 600 kWh de cette consommation totale. Le profil de consommation détaillé utilisé pour cette analyse est disponible sur le site internet de l'Institut[82].



Graphique 25:Comparaison des coûts annuels de l'énergie pour un consommateur flexible : offres à tarification dynamique et offre standard la plus répandue (2025)

Les résultats présentés ci-dessus sont basés sur une consommation annuelle de 7.600 kWh, correspondant à un profil de consommation représentatif d'un ménage de 4.000 kWh, auquel s'ajoutent 3.600 kWh destinés à la recharge d'un véhicule électrique. Afin de tenir compte du potentiel de flexibilité associé à la recharge du véhicule, 80 % de cette consommation est supposée être réalisée entre 22h et 6h ou durant le week-end, périodes durant lesquelles les prix de marché sont généralement plus favorables. Le profil de consommation détaillé utilisé pour cette analyse est disponible sur le site internet de l'Institut[83].

Sur cette base, les résultats montrent que les offres à tarification dynamique peuvent présenter un réel intérêt économique pour un consommateur disposant d'usages flexibles. Dans le cas de l'offre dynamique la plus intéressante, la composante énergie basée sur les prix day-ahead s'élève à 700 EUR, à laquelle s'ajoutent 342 EUR de majoration et 156 EUR de coûts fixes, soit un coût annuel total de 1.198 EUR. Celui-ci est inférieur de 45 EUR au coût annuel de 1.243 EUR du produit standard le plus répandu considéré comme référence. L'offre dynamique permet ainsi, dans le profil de consommation étudié, de bénéficier d'un coût annuel légèrement inférieur à celui de l'offre standard.

Ces résultats sont particulièrement intéressants dans la mesure où ils intègrent déjà une consommation flexible liée à la recharge du véhicule électrique. La possibilité de programmer cette recharge principalement durant les périodes de nuit et de week-end permet au consommateur de tirer parti des périodes où les prix de marché sont les plus favorables. La flexibilité constitue dès lors un levier supplémentaire susceptible d'accroître l'intérêt économique des offres à tarification dynamique.

Le graphique met toutefois également en évidence des différences importantes entre les offres disponibles. Si une offre apparaît compétitive dans le profil étudié, l'autre offre présente un coût annuel plus élevé, en raison d'une majoration appliquée aux prix day-

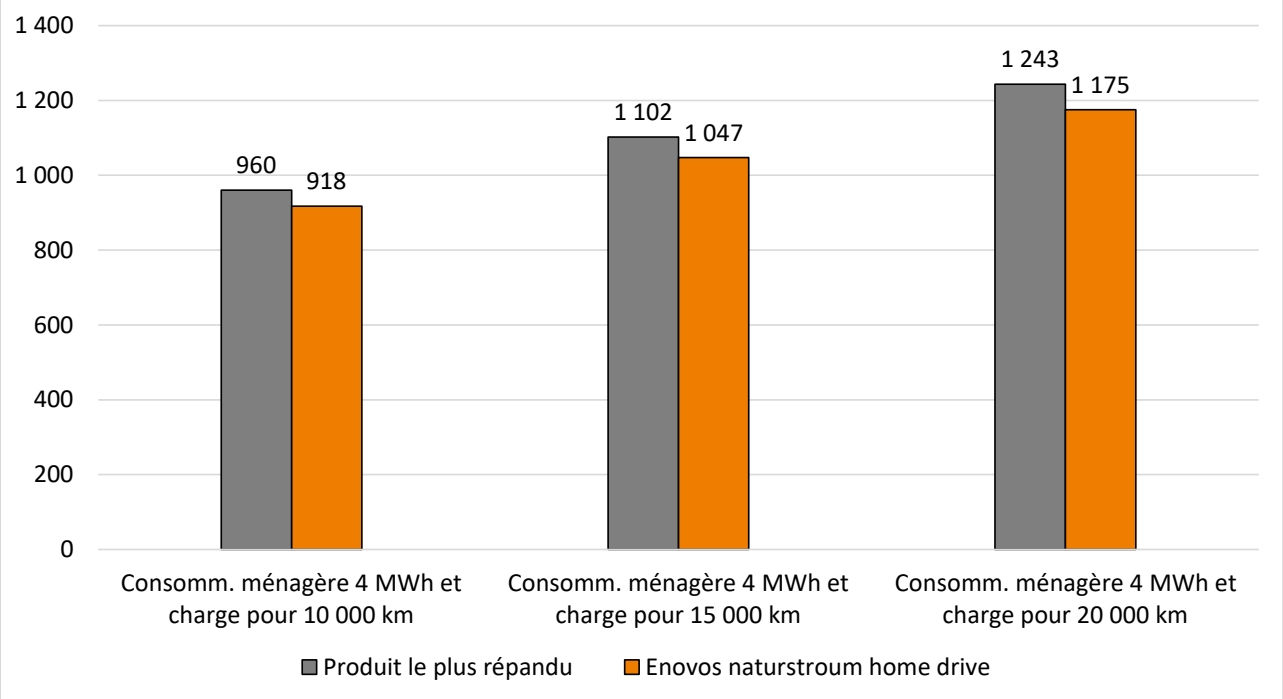
[82] « Profil 20 000 km – 3 600 kWh » et « Profil consommation ménagère » pour 4 000 kWh dans la rubrique produits Time of Use : https://www.ilr.lu/secteurs-activites/energie/calculix/informations-importantes/
[83] https://www.ilr.lu/secteurs-activites/energie/calculix/informations-importantes/

ahead et à des coûts fixes nettement supérieurs. Cette comparaison montre que l'intérêt d'une tarification dynamique dépend non seulement de la capacité du consommateur à déplacer une partie de sa consommation, mais également de la structure de prix de l'offre et du niveau de majoration appliqué par le fournisseur.

Dans ce contexte, les offres à tarification dynamique ne doivent donc pas être considérées comme réservées aux consommateurs capables de modifier en permanence leurs habitudes de consommation. Les résultats montrent au contraire qu'avec des usages naturellement flexibles, tels que la recharge d'un véhicule électrique, elles peuvent déjà permettre d'atteindre un coût annuel inférieur à celui d'une offre standard de référence. Le développement de ces offres et leur utilisation par des consommateurs disposant d'équipements flexibles pourraient ainsi contribuer à une meilleure valorisation de la flexibilité de la demande et à une consommation d'électricité davantage alignée sur les périodes où l'énergie est disponible à moindre coût.

Il convient enfin de souligner l'évolution favorable observée en 2026 : la majoration de la meilleure offre à tarification dynamique a diminué de 56 % par rapport à 2025. Cette réduction renforce encore la compétitivité de l'offre et montre que les conditions tarifaires des produits dynamiques peuvent évoluer favorablement pour les consommateurs. Elle constitue également un signal encourageant quant au développement de ces offres et à leur capacité à devenir une alternative de plus en plus attractive aux produits standards.

En ce qui concerne les produits *Time of Use*, 2025 marque la première année où ce type d'offre est proposé. Le produit disponible sur le marché, offert par l'acteur dominant, cible directement les électromobilistes en leur proposant des prix avantageux pendant la nuit et les après-midis du weekend. Les automobilistes en mesure de planifier la recharge de leur véhicule électrique durant ces périodes creuses peuvent ainsi réaliser des économies. Selon trois scénarios de recharge analysés, les consommateurs peuvent s'attendre à réduire de 5 à 6 % le coût de la composante énergie, à condition qu'au moins 80 % de leur consommation liée à la recharge soit effectuée pendant la nuit ou les fins de semaine.



Graphique 26: Comparaison du produit ToU au produit le plus répandu pour différents scénarios

2.3.2 MARCHÉ DE GROS

Le réseau de transport luxembourgeois d'électricité ne présente pas de congestion sur les lignes d'interconnexion avec l'Allemagne. Le marché de gros luxembourgeois est ainsi intégré au marché de gros allemand et à la zone de prix correspondante ; pris isolément, il ne présenterait en outre que très peu de liquidité. Les acteurs de marché peuvent donc participer aux échanges d'électricité sur un marché plus vaste et bénéficier de la liquidité élevée de la zone de prix DE/LU.

En 2025, 2 NEMOs (EpexSpot, Nordpool-Emco) utilisaient le passeport au Luxembourg pour les marchés day-ahead et intraday[84].

L'évolution du prix moyen annuel de la zone DE/LU pour le marché day-ahead est indiquée dans le Tableau 19. Ce prix est revenu à un niveau plus stable depuis sa forte augmentation liée à la crise énergétique, mais il reste néanmoins environ 2 fois plus élevé que le prix au début den l'année 2021 (avant la crise).

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Prix moyen (€/MWh)	30,5	96,8	235,5	95,2	79,6	89,3

Tableau 19 : Prix moyens annuels du marché *day-ahead* dans la zone DE/LU[85]

Les règles d'équilibrage (voir chapitre 2.1.2.1.1) permettent également aux acteurs du marché de participer au marché *intraday* et de valoriser les transactions effectuées pour les consommateurs luxembourgeois. Cependant, les nominations des responsables d'équilibre luxembourgeois doivent être clôturées 30 minutes avant celles des acteurs allemands afin de permettre à Creos et Amprion de générer, échanger et valider les nominations transfrontalières entre eux.

La plupart des fournisseurs, qui sont actifs au Grand-Duché de Luxembourg s'approvisionnent essentiellement sur les marchés de gros étrangers. Le Tableau 20 analyse le mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité sur les marchés de gros par segment de client pour les années 2023 à 2025 : l'approvisionnement se fait majoritairement par des contrats bilatéraux hors marchés organisés d'une durée maximale de 2 ans : cela représente 48 % en moyenne en 2025 de tous les approvisionnements. L'approvisionnement par contrats à court terme sur les marchés *spot* a connu une légère diminution en 2025. Ces contrats représentaient 27 % en moyenne en 2025 de tous les approvisionnements sur les marchés de gros, contre 30 % en 2024. L'approvisionnement sur les marchés organisés à terme reste stable par rapport à 2024, et représente 7 % de tous les approvisionnements en 2025.

	MOYENNE 2023	MOYENNE 2024	CLIENTS RÉSIDENTIELS	CLIENTS PROFESSIONNELS		MOYENNE 2025
				(<2GWH/AN)	(>2GWH/AN)	
Marchés organisés « SPOT » (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	24 %	**30 %**	14 %	13 %	39 %	**27 %**
Marchés organisés « à terme » (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts)	9 %	**6 %**	7 %	6 %	7 %	**7 %**
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	51 %	**49 %**	61 %	53 %	42 %	**48 %**
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans (p.ex. OTC)	16 %	**15 %**	19 %	28 %	13 %	**18 %**

Tableau 20 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité

[84] Liste des NEMOs par pays publiée et mise à jour par l'ACER sur : https://www.acer.europa.eu/electricity/market-rules/capacity-allocation-and-congestion-management/implementation/designation-of-nemos

[85] Source : Epex Spot file "Auction Spot Prices Germany Luxembourg 2025", Baseload.

2.3.2.1 PRIX DU MARCHÉ DE GROS

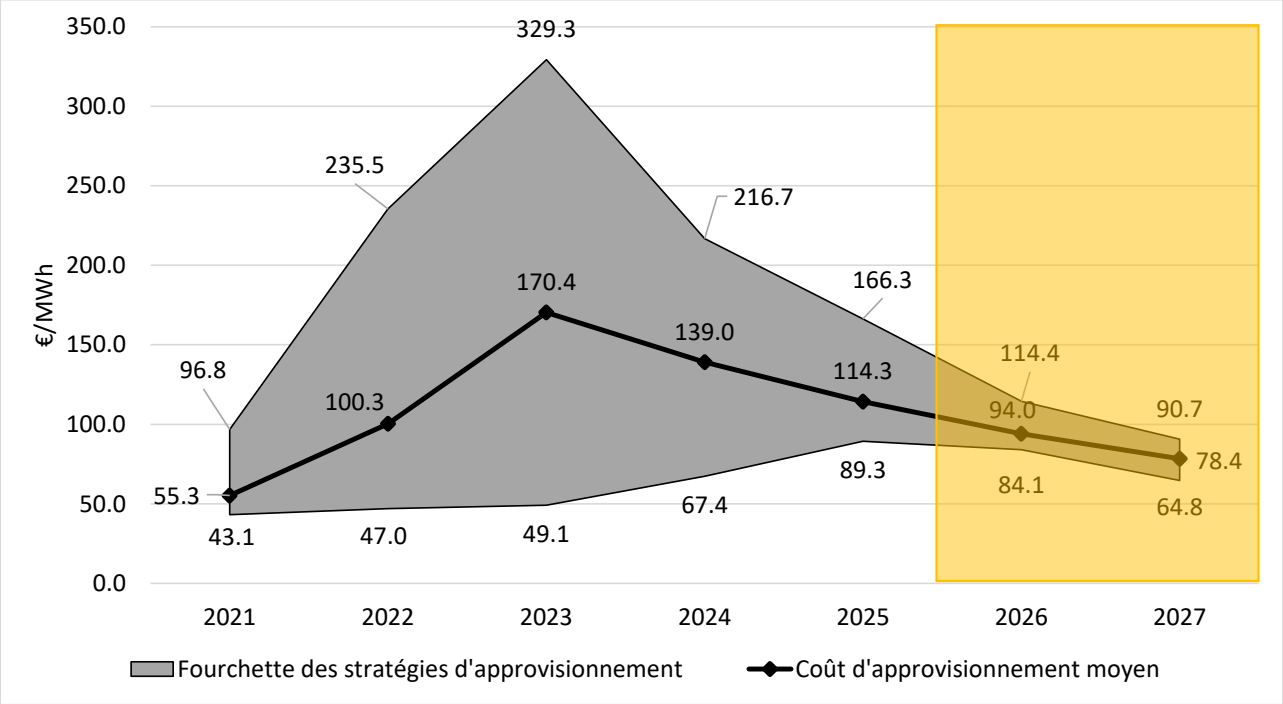
Le Graphique 27 analyse le développement du prix de l'électricité sur le marché « à terme » (Power Derivatives Market (DM)[86] - EEX[87] Power Derivatives - Phelix Futures) avec livraison entre 2021 et 2025 ainsi que le développement sur le marché *spot* (Power Spot Market (SM)[88] - EpexSpot - Market Area Germany/Luxembourg) pour la même période, les prévisions de prix pour les années 2026 et 2027 sont également visualisées.

Une variété de stratégies d'approvisionnement de l'électricité sur les marchés à terme (*3-years-ahead, 2-years-ahead, year-ahead*)[89] et sur le marché *spot* (*day-ahead*), ainsi que plusieurs combinaisons de stratégies d'approvisionnement (*year-ahead* combiné avec *day-ahead*) ont été analysées. Le Graphique 27 reprend la fourchette des neuf stratégies d'approvisionnement, exprimées par les prix moyens des produits « à terme » et du produit *spot* sur une année de livraison. Le coût d'approvisionnement moyen qui en résulte représente la moyenne arithmétique de ces stratégies.

Marché	Stratégie	Descriptif
DM	year-ahead (ya)	Moyenne annuelle 70/30 des prix Base[90] et Peak[91]
DM	two-years-ahead (2ya)	Moyenne annuelle 70/30 des prix Base et Peak
DM	three-years-ahead (3ya)	Moyenne annuelle 70/30 des prix Base et Peak
SM	day-ahead	Moyenne annuelle des prix Base
DM	0,5*ya + 0,5*2ya	Moyenne pondérée entre différentes stratégies
DM-SM	(0.5*ya + 0.25*2ya + 0.2*3ya) + SM (0.05)	Moyenne pondérée entre différentes stratégies
DM-SM	0.40*ya + 0.30*2ya + 0.15*3ya) + SM (0.10)	Moyenne pondérée entre différentes stratégies
DM-SM	(0.40*ya + 0.25*2ya + 0.10*3ya) + SM (0.25)	Moyenne pondérée entre différentes stratégies
DM-SM	(0.30*ya + 0.30*2ya + 0.05*3ya) + SM (0.25)	Moyenne pondérée entre différentes stratégies

Tableau 21: Aperçu des différentes stratégies d'approvisionnement utilisées par l'ILR

[86] Power Derivatives Market (DM) = marché à terme : marché où les règlements se font à une échéance ultérieure, et prévue à l'avance de celle où les transactions sont conclues.
[87] La Bourse européenne de l'énergie (EEX – European Energy Exchange)
[88] Power Spot Market (SM) = marché au comptant : par contraste à un marché à terme, la livraison des biens échangés et leur paiement ont lieu pratiquement simultanément et immédiatement.
[89] Approvisionnement d'électricité 1, 2 ou 3 années avant la livraison.
[90] Base (Base load) : contrat à terme portant sur la livraison d'un volume constant d'électricité pour toutes les heures de l'année (24 heures sur 24, 7 jours sur 7)
[91] Peak (Peak load) : contrat à terme portant sur la livraison d'un volume constant d'électricité uniquement pendant les heures de pointe, du lundi au vendredi de 8 h à 20 h.

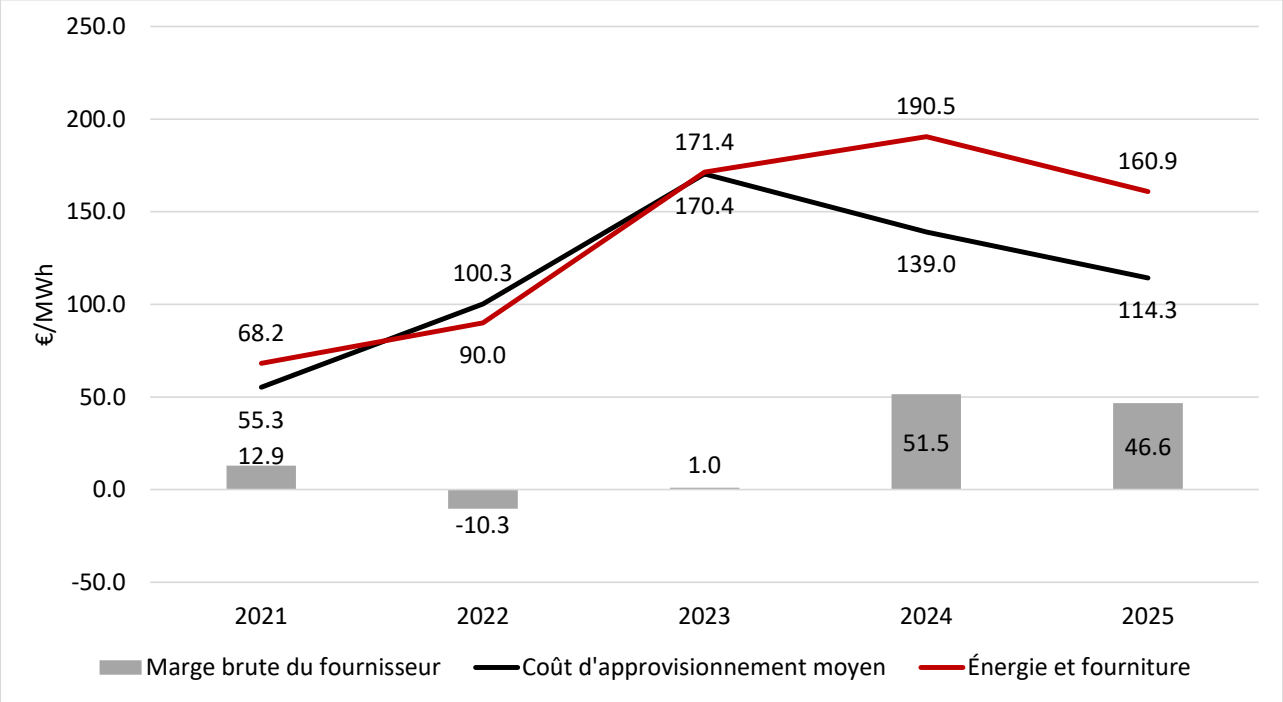


Graphique 27 : Développement sur le marché de gros de l'électricité

La zone jaune du Graphique 27 représente les estimations du coût d'approvisionnement en électricité pour les années 2026 et 2027.

Pour 2025, le coût d'approvisionnement sur les marchés de gros pour un fournisseur se situe entre 89,3 €/MWh et 166,3 €/MWh, selon les hypothèses retenues en matière de stratégie d'approvisionnement. Le coût d'approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne des coûts obtenus pour les différentes stratégies d'approvisionnement en électricité, s'établit à 114,3 €/MWh.

L'Institut constate que le coût moyen d'approvisionnement en électricité (ligne noire du Graphique 26) poursuit sa baisse en 2025. À l'exception de la stratégie d'achat « trois ans à l'avance », toutes les autres stratégies affichent des coûts d'approvisionnement inférieurs à ceux observés en 2024. La stratégie d'achat « trois ans à l'avance » atteint, en revanche, son niveau le plus élevé en 2025. Cette évolution s'explique par le fait que, selon cette hypothèse, l'électricité destinée à être livrée en 2025 a été achetée en 2022/2023, période durant laquelle les prix sur les marchés de gros ont atteint des niveaux exceptionnellement élevés à la suite de la crise énergétique.



Graphique 28 : Marge brute du fournisseur d'électricité pour le segment des clients résidentiels

La marge brute est calculée comme étant la composante « énergie et approvisionnement » de la facture des ménages, diminuée du prix de référence annuel de gros. Les résultats ne doivent pas être interprétés comme des marges bénéficiaires des fournisseurs ni comme un classement de l'efficacité du marché de détail. Ils sont influencés par le calendrier des achats, les stratégies de couverture, la structure des contrats, la réglementation des prix, les mesures nationales de soutien et le prix de référence de gros retenu.

Le Graphique 29 met en évidence une corrélation entre le coût d'approvisionnement sur le marché de gros et le prix de la composante « Énergie et fourniture » facturée aux clients résidentiels sur la période 2021-2023. En revanche, à partir de 2024, la baisse du coût moyen d'approvisionnement en électricité sur le marché de gros (ligne noire) ne s'est pas traduite par une diminution comparable de la composante « Énergie et fourniture » (ligne rouge), qui a au contraire augmenté sur la facture finale des clients résidentiels. En 2025, tant le coût moyen d'approvisionnement que le prix de la fourniture diminuent, dans des proportions similaires.

Sur la base des hypothèses retenues, l'Institut constate que la marge brute des fournisseurs a fortement augmenté en 2024 et demeure à un niveau élevé en 2025. Pour un client résidentiel, cette marge brute est estimée à 46,6 €/MWh en 2025. Ces résultats suggèrent que les fournisseurs auraient bénéficié de marges brutes importantes sur la commercialisation de l'électricité auprès des clients résidentiels.

Il convient toutefois de souligner que les hypothèses utilisées pour estimer le coût moyen d'approvisionnement ne constituent qu'une approximation. Dès lors, le « coût moyen d'approvisionnement en électricité sur le marché de gros » présenté dans cette analyse est une valeur estimée et ne reflète pas nécessairement le coût d'approvisionnement effectivement supporté par les fournisseurs.

2.3.2.2 SURVEILLANCE DE L'INTÉGRITÉ ET DE LA TRANSPARENCE DES MARCHÉS DE GROS

Le cadre réglementaire REMIT[92] a fait l'objet d'une révision[93] majeure visant à améliorer la protection de l'Union contre les abus de marché. Cette révision renforce la transparence et la surveillance des marchés énergétiques de gros en intégrant de nouveaux marchés, tels que les marchés couplés, les marchés d'équilibrage, le marché du gaz naturel liquéfié (*GNL*), le marché de l'hydrogène et le stockage. Par ailleurs, elle renforce le rôle de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (*ACER*) en matière de lutte contre les abus de marché dans l'Union, en lui conférant notamment des pouvoirs d'enquête sur des affaires ayant une dimension transfrontalière. Elle prévoit également une harmonisation au niveau européen des amendes pour des infractions aux règles REMIT, qui sont prononcées par les autorités de régulation nationales. Au niveau national, la révision du régime des sanctions en cas de violation des règles REMIT relève de la responsabilité de l'État membre.

La législation secondaire REMIT a été complétée par deux importants règlements de la Commission européenne : le règlement délégué (UE) 2026/255[94] et le règlement d'exécution (UE) 2026/256[95]. Ce dernier texte revêt une importance toute particulière puisqu'il établit les nouvelles règles relatives à la déclaration des données à l'ACER ainsi que les canaux appropriés pour la déclaration des informations et fixe les délais et la fréquence de déclaration. Afin de permettre aux acteurs du marché de se préparer à leurs nouvelles obligations, une application progressive des nouvelles obligations est prévue sur une période qui s'étend jusqu'au 1er juillet 2028.

Parmi les modifications majeures figure l'obligation de déclarer les expositions sur la base de données prévisionnelles et prospectives. À compter d'octobre 2027, les acteurs du marché devront transmettre à l'ACER, sur une base trimestrielle, des rapports sur leurs expositions, contenant les prévisions de production et de consommation ainsi que leurs positions, détaillées par type de produit, énergie (électricité ou gaz naturel, y compris le GNL) et point ou zone de livraison, couvrant une période de 18 mois. Les petits acteurs du marché dont le volume annuel global de positions est inférieur à 600 GWh, sur base d'une évaluation séparée pour l'électricité et le gaz naturel, sont exemptés de cette obligation de déclaration.

Par ailleurs, les contrats standards et les contrats non standards sont redéfinis plus clairement avec une distinction basée sur l'admission à la négociation sur une plateforme de négociation. Les échéances de déclaration sont ajustées, en particulier le délai de déclaration des contrats standards fait l'objet d'un léger réajustement à la hausse passant de 1 jour ouvrable à 2 jours ouvrables, tandis que le délai de déclaration pour les contrats non standards est resserré, passant de 1 mois à seulement 10 jours ouvrables.

Le règlement délégué (UE) 2026/255 détaille les règles techniques pour l'agrément et le contrôle des plateformes d'informations privilégiées (« IIP ») et les mécanismes de déclaration enregistrés (« RRM »). Une période transitoire de 18 mois, prenant fin le 28 octobre 2027, est prévue pour l'application du nouveau régime d'agrément. À compter du 29 octobre 2027, les nouveaux candidats, qui ont l'intention d'exercer une activité d'IIP ou de RRM, pourront demander un agrément auprès de l'ACER.

Les IIP et les RRM enregistrés auprès de l'ACER à la date l'entrée en vigueur dudit règlement ou pendant la période transitoire de 18 mois, qui souhaitent poursuivre leur activité, devront soumettre une demande d'agrément auprès de l'ACER avant le 29 avril 2028. Ils pourront toutefois continuer à exercer leur activité jusqu'à la décision de l'ACER concernant leur agrément. La société Creos Luxembourg S.A. et la société Joint Allocation Office S.A., qui sont établies au Luxembourg, sont actuellement enregistrées auprès de l'ACER comme RRM et/ou IIP.

---

[92] Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, qui a été publié au Journal officiel de l'Union européenne L 326/1 du 8 décembre 2011 et qui est entré en vigueur le 28 décembre 2011 (REMIT I).

[93] Règlement (UE) 2024/1106 du Parlement européen et du Conseil du 11 avril 2024 modifiant les règlements (UE) n° 1227/2011 et (UE) 2019/942 en ce qui concerne l'amélioration de la protection de l'Union contre les manipulations de marché sur le marché de gros de l'énergie, qui a été publié au Journal officiel de l'Union européenne L 2024/1106 du 17 avril 2024 et qui est entré en vigueur le 7 mai 2024 (REMIT II).

[94] Règlement délégué (UE) 2026/255 de la Commission du 30 janvier 2026 complétant le règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les détails nécessaires à l'agrément et au contrôle des plateformes d'informations privilégiées et des mécanismes de déclaration enregistrés par l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie, qui a été publié au Journal officiel de l'Union européenne L 2026/255 du 9 avril 2026, et qui est entré en vigueur le 29 avril 2026.

[95] Règlement d'exécution (UE) 2026/256 de la Commission du 30 janvier 2026 concernant la déclaration des données en application de l'article 7 *quater*, paragraphe 2, et de l'article 8, paragraphes 1 *bis,* 2 et 6, du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, et abrogeant le règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission, qui a été publié au Journal officiel de l'Union européenne L 2026/256 du 9 avril 2026, et qui est entré en vigueur le 29 avril 2026.

Au cours de l'année 2025, aucune procédure d'investigation et de sanction pour violation de REMIT n'a été engagée par l'Institut et aucun acteur du marché s'est enregistré auprès de l'Institut sur le registre CEREMP (*Centralised European Register for Energy Market Participants)*.

L'Institut a suivi, en 2025, les travaux des groupes d'experts de l'ACER et a participé à différents workshops sur la révision de REMIT.

2.4 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

La législation nationale relative au marché de l'énergie charge le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie de surveiller l'état de la sécurité de l'approvisionnement nationale en matière d'énergie. Il surveille l'état général des réseaux et des interconnexions, ainsi que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement.

Dans l'accomplissement de cette surveillance, il communique un rapport biannuel concernant tous les aspects de la sécurité et de la qualité de l'approvisionnement à la Commission européenne et au régulateur.

Le régulateur n'a pas de compétences générales en matière de sécurité de l'approvisionnement et ne peut donc pas fournir d'informations détaillées à ce sujet. La législation nationale lui attribue cependant quelques compétences particulières en matière de garantie de la qualité d'approvisionnement (voir chapitre 2.1.2.7 du présent rapport).

2.4.1 SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE

La majorité de l'activité économique dépend, au moins dans une certaine mesure, de l'électricité. Bien que l'électricité soit fournie avec un degré élevé de fiabilité dans toute l'Europe, des interruptions peuvent survenir et engendrer des coûts très élevés pour la société. Cependant, maintenir un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement est également très coûteux et aucun système ne peut jamais être sécurisé à 100 %.

Les gestionnaires des réseaux de transport et industriels sont tenus de garantir les capacités suffisantes et de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. La surveillance de cette sécurité est de la compétence du Commissaire du Gouvernement à l'Énergie ; elle couvre notamment l'adéquation entre l'offre et la demande, les capacités de production existantes, en projet ou en construction, ou encore le niveau d'investissements nécessaires au bon fonctionnement actuel et futur des infrastructures. Les perspectives à moyen et long terme sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité sont documentées par le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie dans son rapport bisannuel dont le dernier en date est de juillet 2026[96].

Ce rapport indique qu'une forte hausse de la consommation d'électricité est attendue à relativement court terme, principalement du fait de la numérisation (centre de données), de l'implantation de batteries et de l'électrification (chauffage et transports) et peut ainsi détériorer la sécurité d'approvisionnement, même si les capacités de production vont augmenter au cours de cette même période grâce au développement de projets éoliens et photovoltaïques. De fait, le développement du réseau est l'une des mesures appropriées pour répondre à ce défi. C'est ainsi que Creos et Amprion ont entrepris la construction d'une double ligne à 380 kV reliant l'Allemagne et le Luxembourg dont la finalisation est prévue pour fin 2029 ; ce renforcement devrait s'accompagner d'une augmentation du niveau de réserves d'équilibrage disponibles sur la zone de réglage de fréquence commune Creos-Amprion, destinées à assurer une pointe nette d'importation de l'Allemagne vers le Luxembourg en situation N-2, qui est aujourd'hui fixée à 980 MVA. Le remplacement de certains postes de transformation en vue de cette nouvelle ligne est également en cours.

En juillet 2025, l'ACER a approuvé, conformément à l'article 19e du règlement (UE) 2019/943, la méthodologie du « Flexibility Needs Assessment » (FNA), un mécanisme à l'échelle de l'Union européenne visant à évaluer les besoins nationaux en matière de flexibilité électrique. Conformément à la méthodologie, l'Institut, chargé d'établir le rapport FNA, et les gestionnaires de réseau luxembourgeois sont parvenus à un accord en novembre 2025 afin de définir le cadre des analyses et les données à prendre en compte pour évaluer les besoins en flexibilité pour les années cibles 2030 et 2035.

2.4.2 SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU

Pour éliminer les risques à long terme vis-à-vis de la sécurité d'approvisionnement, le renouvellement du réseau en cours se poursuit. Bien que l'âge des structures n'indique aucune obsolescence systématique, certains éléments dépassent actuellement leur durée de

[96] https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/publications/rapport-etude-analyse/20260731-versorgungssicherheitsbericht-strom-2026.pdf

vie technique ou normale ; un remplacement de ces systèmes dans les prochaines années est envisagé afin de pouvoir exclure toute répercussion négative sur la sécurité d'approvisionnement. De plus, de nouvelles capacités de mesure et de communication seront également intégrées lors de ces remplacements. Des développements de lignes existantes, tels que l'augmentation de la température supportée par les conducteurs des lignes actuelles afin de supporter une augmentation de capacité, ont été finalisés sur la partie luxembourgeoise de la liaison Bauler - Flebour/Roost.

En plus de l'interconnexion avec la Belgique via le PST de Schifflange, qui permet un secours grâce à un approvisionnement en provenance de la Belgique, le renforcement de l'interconnexion avec l'Allemagne est prévu afin d'augmenter considérablement les capacités d'importation pour couvrir les besoins à long terme : il s'agit de réaliser la construction d'une double ligne de 380 kV avec la mise en service de nouvelles installations, utilisant autant que possible les tracés actuels des lignes 220 kV reliant les 2 pays. Au 18 décembre 2024, Creos a annoncé le tracé final de la nouvelle ligne électrique à 380 kV[97]. Ce projet fait partie du plan de développement décennal européen provisoire 2024 (projet 328).

Les recommandations pour l'établissement du plan décennal de développement du réseau à très haute tension, après consultations publiques par Creos et par l'Institut, figurent au chapitre 2.1.4.3.

2.4.3 MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT

Le délestage est une démarche organisée de réduction sensible de la consommation d'électricité, qui peut être engagée par un gestionnaire de réseau d'électricité, pour faire face à une situation exceptionnelle, constatée, annoncée ou prévisible, mettant en péril la sécurité d'approvisionnement, l'intégrité des réseaux, la sécurité physique ou la sûreté des personnes. Il est établi conformément aux articles 12 et 13 de la Loi Électricité, qui autorisent la coupure de points de connexion parmi les mesures préventives nécessaires pour limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité, de l'efficacité des réseaux et de la qualité de l'électricité. Il constitue un outil utilisable en ultime recours par les gestionnaires de réseaux électriques du Grand-Duché de Luxembourg pour prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences lorsque ces derniers se produisent. Il complète ainsi la panoplie d'outils à disposition des gestionnaires de réseaux pour assurer la sauvegarde du système électrique.

Le plan de défense, tel que prévu au chapitre II du règlement (UE) n° 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017, établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (ci-après « règlement ER »), élaboré de manière concertée par les différents gestionnaires des réseaux industriels, de transport et de distribution d'électricité du Grand-Duché de Luxembourg, reprend principalement les mesures opérationnelles de déconnexion manuelle des réseaux électriques du Grand-Duché de Luxembourg et complète le plan de délestage national en y intégrant la coordination entre les gestionnaires de réseaux de pays voisins et les derniers développements du réseau électrique du Grand-Duché de Luxembourg tels que les compteurs intelligents et les bornes de charge publiques. Différents niveaux de priorité pour la déconnexion sont définis, les derniers utilisateurs / consommateurs à être délestés étant les clients protégés.

Si malgré tout une partie du réseau ou l'entièreté du réseau se retrouvait sans alimentation, un plan de reconstitution tel que prévu au chapitre III du règlement ER serait activé par le gestionnaire de réseau de transport Creos. Ce plan décrit la stratégie et les méthodes de travail utilisées par Creos pour rétablir le plus rapidement possible et d'une manière coordonnée l'alimentation de ses clients après un black-out partiel ou total, en fixant notamment les procédures opérationnelles applicables à l'ensemble des acteurs concernés (gestionnaire de réseau de transport Creos, utilisateurs du réseau de transport, gestionnaires de réseaux de distribution, fournisseurs et responsables d'équilibre). Ce plan est publié sur le site Internet de Creos[98].

Enfin, la loi Électricité, complétée en juin 2023, permet, en cas de crise soudaine sur le marché et de menace réelle et imminente, de prendre des mesures de réduction de consommation, de réduction d'exportation aux points d'interconnexion et de déconnexion technique d'une partie du réseau d'électricité, par règlement grand-ducal.

2.4.4 CYBERSÉCURITÉ

La numérisation du monde progresse et offre sans cesse de nouvelles possibilités pour déterminer des informations, les comparer et générer de nouvelles connaissances. La contribution positive que ce développement apporte à la société et à l'économie est incontestée, et le public attend évidemment des opérateurs de réseaux électriques et gaziers qu'ils se servent des technologies modernes pour rendre l'approvisionnement énergétique plus fiable et plus efficace.

[97] https://www.creos-net.lu/particuliers/projets-innovation/380
[98] https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/fr_info_plan_reconstitution_reseau_electrique.pdf.

La digitalisation des réseaux d'électricité et de gaz ne se fait pas du jour au lendemain, mais constitue un processus constant d'apprentissage et d'application. L'électricité continuera d'être acheminée par câbles électriques vers les ménages et les entreprises et rien de fondamental ne changera dans la nature physique du transport du gaz. Cependant, la manière dont cet approvisionnement énergétique aura lieu peut être régulièrement améliorée au fil du temps grâce à l'utilisation de technologies modernes.

On peut supposer que dans les années à venir, de plus en plus de ménages achèteront une borne de recharge pour leur véhicule électrique et que de plus en plus de ménages remplaceront leur chauffage au mazout ou au gaz par une pompe à chaleur. À cela s'ajoute le nombre sans cesse croissant de toitures équipées de systèmes photovoltaïques. L'énergie électrique jouera donc un rôle de plus en plus important dans les années à venir, et il faut veiller à ce que l'approvisionnement énergétique continue à fonctionner de manière impeccable.

Il faut toutefois éviter que toutes les lignes électriques existantes soient à remplacer tous les dix ans du fait de l'augmentation de la population et ses besoins croissants en électricité. À cet égard, la numérisation est un outil précieux pour vérifier la charge des réseaux et voir si l'utilisation de l'électricité peut être pilotée à court et à long terme afin que la capacité des réseaux soit suffisante et que chaque utilisateur du réseau reçoive toujours l'énergie électrique dont il a besoin.

Avec le compteur d'électricité intelligent dit « Smarty », qui est désormais installé dans presque chaque foyer luxembourgeois, le gestionnaire de réseau est, par exemple, en principe capable de mesurer avec précision la charge du réseau électrique d'un quartier, d'une ville ou d'une région et d'évaluer précisément si le réseau physique existant est suffisant pour alimenter de manière fiable les ménages en électricité ou si des investissements seront nécessaires dans les années à venir pour répondre à la demande future attendue. Le gestionnaire de réseau peut également utiliser ces compteurs pour réduire à distance la consommation des ménages individuels ou des entreprises, respectivement la puissance des centrales de production, au cas où il constate que la capacité de charge autorisée du réseau atteint ses limites.

Il est donc logique de se servir d'outils numériques pour travailler de manière plus efficiente ; cependant, l'utilisation croissante des moyens numériques de collecte de données énergétiques et de prise de décision apporte également des dangers dont toutes les parties prenantes doivent être conscientes :

- Alors que l'accès aux sous-stations était autrefois physiquement sécurisé, ces systèmes peuvent aujourd'hui souvent également être visualisés et pilotés numériquement à distance.
- Il est bon et utile pour un utilisateur de réseau de pouvoir mesurer et maîtriser sa consommation d'électricité en temps réel, mais la détermination de cette information se fait souvent via Internet, dont il est connu qu'il est accessible à tous.
- Plus les informations sur les réseaux, les ménages et les entreprises concernant la consommation d'énergie et l'état de l'infrastructure sont créées ou disponibles sous forme numérique, plus il devient important de s'assurer que ces informations sont à jour et correctes et ne peuvent pas être consultées ou éventuellement manipulées par des personnes non autorisées.

Pour cette raison, les gestionnaires de réseau sont tenus d'accorder une attention particulière au thème de la sécurité de l'information, de développer les compétences nécessaires et d'utiliser les technologies et processus appropriés.

L'Institut accompagne les gestionnaires de réseau sur ce chemin et participe activement aux initiatives en matière de cybersécurité aux niveaux national et européen. Cela comprend la collecte d'enquêtes et la création de publications spécialisées en étroite collaboration avec des experts d'autres pays.

En outre, l'Institut a participé activement au développement du « Network Code on sector-specific rules for cybersecurity aspects of cross-border electricity flows », qui avait été développé par les associations ENTSO-E et EU-DSO à la demande de la Commission Européenne et qui est entré en vigueur au 13 juin 2024[99]. Dans ce cadre, l'Institut a été désigné comme autorité nationale compétente au sens du NCCS conformément à l'article 9ter de la loi du 2 avril 2026 portant modification de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, et est à ce titre chargé des missions de supervision et de mise en œuvre prévues par ledit règlement pour les entités du secteur électrique concernées.

De même, selon la loi du 5 mai 2026 concernant des mesures destinées à assurer un niveau élevé de cybersécurité, laquelle transpose la Directive NIS 2 (UE 2022/2555) en droit luxembourgeois, l'Institut est l'autorité compétente chargée de la cybersécurité et le point de contact central pour les entités « essentielles » et « importantes » dans le domaine des réseaux et de la fourniture d'énergie. Les

[99] Règlement délégué (UE) 2024/1366 de la Commission du 11 mars 2024 complétant le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil en établissant un code de réseau sur des règles sectorielles concernant les aspects liés à la cybersécurité des flux transfrontaliers d'électricité.

acteurs du marché de l'énergie sont désormais tenus de notifier à l'Institut tout incident affectant leurs systèmes d'information susceptible d'avoir un impact sur la fourniture de leurs services énergétiques - qu'il s'agisse d'une cyberattaque ou d'une défaillance technique ou humaine non intentionnelle. Ces nouvelles obligations ont conduit les acteurs concernés à développer une conscience accrue de l'importance de la sécurité des systèmes d'information, y compris des risques liés à leur chaîne d'approvisionnement et de la dépendance vis-à-vis de leurs fournisseurs. L'Institut suivra avec attention l'évolution des enjeux liés à la cybersécurité et incitera les acteurs des marchés de l'électricité et du gaz à prendre leurs responsabilités et à assurer la sécurité de leurs infrastructures et services numériques à tout moment.

2.5 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE

2.5.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL

2.5.1.1 MESURES POUR FAIRE FACE AUX PRIX D'ÉLECTRICITÉ ÉLEVÉS

La loi du 19 décembre 2025 relative à une contribution de l'État aux coûts à transposer en tarifs pour l'utilisation des réseaux électriques pour l'année 2026 prévoit l'octroi d'une contribution exceptionnelle de 150 millions d'euros destinée à réduire les coûts pris en compte dans le calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Cette contribution, répartie entre les niveaux de très haute tension (71 millions d'euros), de haute tension (41,5 millions d'euros) et de moyenne tension (37,5 millions d'euros), est déduite des coûts à transposer en tarifs conformément aux méthodes de calcul arrêtées par l'Institut Luxembourgeois de Régulation. Les gestionnaires de réseaux bénéficient d'un remboursement trimestriel de ces montants par l'État, les dépenses correspondantes étant intégralement financées par le budget de l'État. Cette mesure vise à atténuer l'impact des coûts de réseau sur les tarifs d'utilisation applicables en 2026 ainsi que sur le prix de l'électricité.

2.5.1.2 AUTRES MODIFICATIONS DU CADRE NATIONAL

La loi du 19 décembre 2025 introduisant une procédure de préfinancement pour les installations solaires photovoltaïques a apporté des modifications ciblées à la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité afin de faciliter la mise en œuvre et le contrôle de ce nouveau mécanisme. D'une part, les gestionnaires de réseau sont désormais tenus de renseigner, dans le registre national des centrales de production, la date de réception de la déclaration de fin de travaux de chaque installation. D'autre part, les dispositions relatives à la plateforme nationale et centralisée de données énergétiques ont été adaptées afin d'intégrer cette nouvelle donnée et de permettre au gestionnaire de réseau de transport de mettre à disposition des autorités publiques disposant d'un droit d'accès légal une interface standardisée facilitant l'échange automatisé des informations nécessaires à l'instruction et au contrôle des demandes d'aides financières.

2.5.1.3 LE MÉCANISME DES MESURES D'EFFICIENCE ÉNERGÉTIQUE

Dans le cadre des obligations d'économies d'énergie imposées aux fournisseurs par les articles 48ter de la Loi Électricité et 12ter de la Loi Gaz, introduits par la loi du 3 juin 2021, des obligations d'économie d'énergie ont été imposées aux fournisseurs d'énergie électrique et de gaz naturel pour une période allant du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2030[100].

La loi du 3 juin 2021 fixe les objectifs d'économies d'énergie pour la période 2021 à 2030 à charge des seuls fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. Pour atteindre ces objectifs, elle permet aux parties obligées de racheter une partie des obligations, consistant à s'acquitter d'une partie de leurs obligations annuelles d'économies d'énergie par le paiement d'un montant équivalent aux investissements requis pour remplir lesdites obligations. Si les pénalités qui peuvent être infligées pour les volumes d'économie d'énergie non réalisés, doivent être dissuasives, elles libèrent aussi les parties obligées de leurs obligations non remplies, c'est-à-dire que ces volumes ne sont pas reportés sur les exercices suivants.

Pour tenir compte des fluctuations du marché et dans un souci d'équité, une procédure est mise en place pour fixer de manière annuelle les volumes d'économies d'énergie à réaliser par les fournisseurs au cours d'une année. Ainsi, le ministre ayant l'Énergie

[100] Loi du 3 juin 2021 portant modification : 1° de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; 2° de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.
Règlement grand-ducal du 3 juin 2021 portant modification du règlement grand-ducal modifié du 7 août 2015 relatif au fonctionnement du mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique.

dans ses attributions fixe annuellement et individuellement le volume des économies d'énergie à réaliser par chaque fournisseur en fonction de sa part de marché réelle.

Pour respecter leurs obligations, les fournisseurs d'énergie doivent inciter les consommateurs à réaliser des économies d'énergie. Cette incitation, antérieure à la réalisation de l'action, peut prendre la forme d'une information, d'un accompagnement technique, d'une aide au financement, etc. Le règlement grand-ducal modifié du 7 août 2015 relatif au fonctionnement du mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique établit dans son annexe un catalogue de fiches standardisées qui décrit les différentes actions éligibles.

En contrepartie du constat des investissements effectués par les consommateurs grâce à ces actions, les fournisseurs se voient remettre des attestations d'économies d'énergie sur la base de forfaits en kWh calculés par type d'action.

Si les fournisseurs d'énergie ne parviennent pas à remplir leurs obligations dans le temps imparti, ils devront s'acquitter d'une pénalité à prononcer par le régulateur. Pour la période 2021 à 2030, l'article 48ter de la Loi Électricité ne laisse pas de pouvoir d'appréciation à l'Institut, ni sur l'opportunité, ni sur les modalités de la sanction. Ainsi, l'Institut sera amené à prononcer d'office une pénalité, dès qu'un fournisseur ne remplit pas ses objectifs en matière d'économies d'énergie. Même si la fourchette de la pénalité est large (jusqu'à 100 euros par mégawattheure), il appartiendra à l'Institut de tenir compte des modalités fixées par l'article 48ter, à savoir fixer une pénalité en fonctions du prix pour l'option de rachat majoré de 25 %. Ces coûts sont déterminés par le ministre, ne laissant à l'Institut aucune marge de manœuvre pour juger de l'opportunité et la proportionnalité de la pénalité.

En 2025, l'Institut n'a pas prononcé des pénalités à l'encontre des parties obligées, alors que le contrôle approfondi des mesures d'efficacité énergétique déclarées pour l'exercice 2024 n'avait pas encore été achevé par le ministère de l'Economie.

2.5.2 MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN

La coopération avec l'ACER et la Commission européenne, de même qu'avec les autorités de régulation des autres États membres, concerne notamment les questions transfrontalières, vise à promouvoir un marché intérieur de l'énergie concurrentiel, sûr et durable pour l'environnement, une ouverture effective du marché pour l'ensemble des clients et fournisseurs et des réseaux d'électricité qui fonctionnent de manière effective et fiable.

Dans la mesure où les dispositions de la directive (UE) 2019/944 se trouvent transposées en droit national, le non-respect de ce cadre légal européen est sanctionné au même titre que l'inobservation des dispositions légales nationales, mis à part les points faisant l'objet d'une dérogation conformément à l'article 65 de la directive (UE) 2019/944 remplaçant l'article 44 de la directive 2009/72/CE.

2.5.2.1 MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

La coopération de l'Institut avec les autorités de régulation des autres États membres vise encore, surtout à l'échelon régional, à coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés. Ainsi, les activités ont principalement porté sur l'implémentation des orientations-cadre et des codes réseaux portant sur les règles de marché (allocation des capacités long terme, allocation de capacité et gestion de la congestion à court terme, équilibrage du réseau) et la gestion du réseau de transport.

2.5.2.1.1 RÈGLES DE MARCHÉ

L'Institut a participé aux discussions portant sur les propositions régionales soumises par les gestionnaires de réseau de transport ou les opérateurs de marché de l'électricité conformément au Règlement CACM[101], au Règlement FCA et au Règlement EB. L'Institut a ainsi émis 2 décisions pour approuver :

- la proposition de quatrième amendement de la méthodologie commune pour le calcul de la capacité infrajournalière (*intraday*) dans la région de calcul de la capacité Core ;
- la proposition initiale de la méthodologie commune de calcul de la capacité journalière dans la région de calcul de la capacité Europe centrale ;
- les procédures en mode dégradé au sein de la région de calcul de la capacité Core.

Dans le cadre de ces mêmes règlements, l'Institut a également participé aux discussions pour l'établissement des décisions prises par l'ACER sur des amendements de méthodologies concernant :

[101] Voir la section lois/règlements à la fin du document pour recevoir plus d'informations.

- les produits pouvant être pris en compte pour le couplage intraday ;
- les heures d'ouverture et de fermeture du guichet infrajournalier entre zones ;
- les règles d'allocation harmonisées.

Par ailleurs, le règlement (UE) n° 2019/943 définit la capacité minimale que les gestionnaires de réseau de transport doivent offrir entre zone de dépôts des offres dans le cadre de la gestion de la congestion sur les réseaux de transport. Cette capacité minimale s'élève à 70 % de la capacité totale en respectant les limites de sécurité d'exploitation des éléments critiques de réseau internes et entre zones. Conformément à l'article 16(9) de ce règlement, les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de capacité Core ont renouvelé en grande majorité leur demande de dérogation vis-à-vis de l'article 16(8) à leurs régulateurs respectifs pour 2023, tandis que l'Allemagne a poursuivi la mise en place d'un plan d'actions conformément à l'article 15. Au Luxembourg, l'Institut n'a pas reçu de demande de dérogation, et le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions n'a pas mis en place de plan d'actions dans la mesure où aucun élément critique n'est identifié sur le réseau de transport luxembourgeois dans les méthodes de calcul de capacité y relatives et qu'il n'y a pas de congestion interne.

2.5.2.1.2 GESTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Dans le cadre du Règlement SO, l'Institut a émis 2 décisions pour approuver :

- un amendement à la proposition commune par zone synchrone pour la détermination des blocs réglage fréquence-puissance, qui prend en compte la synchronisation des systèmes électriques des pays baltes (Estonie, Lettonie et Lituanie) avec la zone synchrone d'Europe continentale à partir du 9 février 2025 ;
- les modifications aux règles de dimensionnement applicables aux réserves de stabilisation de la fréquence (FCR), permettant une approche probabiliste au lieu d'une approche déterministique adoptée actuellement dans l'accord opérationnel de la zone synchrone d'Europe continentale ;
- un amendement concernant les méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation du bloc de réglage fréquence-puissance Allemagne-Luxembourg-Danemark (DE-LU-DK).

2.5.2.2 ÉVOLUTION DU CADRE COMMUNAUTAIRE

En 2025, aucune nouvelle directive ni aucun nouveau règlement majeur n'ont été adoptés dans le domaine du marché européen de l'électricité. L'année a été marquée par la mise en œuvre de la réforme adoptée en 2024, notamment avec la transposition de la directive (UE) 2024/1711 par les États membres et la publication de recommandations de la Commission européenne visant à faciliter son application.

Dans le cadre de la révision du règlement CACM, l'Institut a participé aux discussions au sein des groupes de travail des régulateurs et a assisté le Ministère ayant l'Energie dans ses attributions pour définir une position nationale sur les amendements proposés par la Commission européenne.

3 LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL ET DE L'HYDROGÈNE

3.1 RÉGULATION DES RÉSEAUX – GAZ NATUREL

3.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU - GAZ NATUREL

Au niveau national, Creos est à la fois gestionnaire de réseau de distribution et le seul gestionnaire de réseau de transport. En plus de Creos, il existe encore deux autres gestionnaires de réseaux de distribution, Sudenergie S.A. et la Ville de Dudelange. Une vue globale des gestionnaires des réseaux est fournie dans le Tableau 22 du Chapitre 3.1.2.3 du présent rapport.

3.1.1.1 DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT

En raison des caractéristiques particulières du marché du gaz naturel luxembourgeois, la directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 octroie au Grand-Duché du Luxembourg la possibilité de continuer à déroger aux règles de dissociation des réseaux de transport et des gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel fixées à l'article 60. En date du 20 décembre 2024, le Luxembourg a notifié la dérogation à l'article 60 de la directive (UE) 2024/1788 précitée à la Commission européenne, conformément à l'article 86, paragraphe 3, de cette même directive.

Sous l'égide de la réglementation nationale actuellement applicable, un gestionnaire de réseau de transport, faisant partie d'une entreprise de gaz naturel verticalement intégrée, doit cependant répondre aux mêmes exigences de dissociation sur le plan juridique, organisationnel et décisionnels qu'un gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel.

Les efforts opérés par le gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel Creos pour répondre aux exigences de dissociation juridique, fonctionnelle et comptable, rapportés sous la section 2.1.1 du présent rapport pour le marché de l'électricité, sont également en vigueur pour le marché du gaz naturel.

3.1.1.2 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Les exigences de dissociation applicables aux gestionnaires de réseau sont posées par l'article 37 de la Loi Gaz. Néanmoins, les entreprises intégrées de gaz naturel, qui ne gèrent pas de réseau de transport et qui approvisionnent moins de 100.000 clients raccordés, sont exemptées des obligations de dissociation juridique. Ces entreprises sont néanmoins tenues d'appliquer une dissociation comptable, telle que fixée par l'article 41 de ladite loi. Cette obligation est équivalente aux dispositions applicables dans le secteur de l'électricité (voir section 2.1.1).

En vertu de l'obligation générale de non-discrimination, chaque gestionnaire de réseau de distribution est, en outre, tenu de préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles dont il a connaissance au cours de ses activités et d'en empêcher toute divulgation de manière discriminatoire (article 38 de la Loi Gaz).

3.1.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE – GAZ NATUREL

En l'absence d'extraction ou de production de gaz naturel au Grand-Duché de Luxembourg, l'intégralité du gaz naturel consommé - soit 6.753 GWh - est importée par des conduites à haute pression de la Belgique et de l'Allemagne. Le marché du gaz naturel est dès lors caractérisé par une dépendance complète de l'importation, abstraction faite du biogaz (produit par méthanisation) injecté localement.

Le réseau haute pression de Creos ne dispose pas des moyens de compression propres pour transporter des flux de transit. Il sert à l'acheminement du gaz naturel depuis les points d'entrée aux quelques dizaines de consommateurs directement connectés. Il sert également de réseau d'apport pour les trois réseaux de distribution.

Il n'existe pas d'infrastructure spécifique au GNL au Grand-Duché de Luxembourg.

Les stockages opérationnels (en conduites, etc.) mis à part, il n'y a pas d'activité de stockage au Grand-Duché de Luxembourg, les conditions géologiques du pays étant défavorables à une telle activité. Des capacités de stockage existent dans les pays limitrophes ce qui permet de couvrir les besoins du Luxembourg de façon générale. De plus, en vertu du règlement (EU) 2022/1032 portant sur les obligations de stockage de gaz, la Loi Gaz décrit l'obligation pour les expéditeurs actifs au Luxembourg d'avoir accès à des capacités de stockage dans d'autres États membres (en mains propres ou par le biais de contrats avec des opérateurs de stockage) pour couvrir au moins 15 % de leur fourniture annuelle des 5 dernières années, ce qui a été respecté par les fournisseurs actifs au Luxembourg en 2024.

3.1.2.1 ACCÈS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

Le réseau haute pression de Creos est interconnecté avec les réseaux de transport belge (Fluxys) et allemand (OGE) au niveau de trois points physiques :

- Postes de Pétange (L) et de Bras (B), pour l'interconnexion avec la Belgique ;
- Poste de Remich (L) pour l'interconnexion avec l'Allemagne.

Avec la mise en place du marché intégré BeLux entre le Luxembourg et la Belgique depuis le 1er octobre 2015, le « Zeebrugge Trading Point » (ZTP) est devenu le point d'échange de gaz de la zone intégrée et les utilisateurs du réseau de transport ne doivent plus réserver de capacité au point d'interconnexion Bras/Pétange pour acheminer du gaz entre la Belgique et le Luxembourg. Commercialement, l'approvisionnement du Luxembourg peut se faire intégralement à partir de n'importe quel point de la zone BeLux (points d'interconnexion ou hub) sans réservation de capacités de transport intermédiaires.

Le point d'interconnexion Remich est un point d'entrée pour le marché intégré BeLux, reliant ainsi le hub ZTP et le hub THE (Trading Hub Europe) pour le marché gazier unique allemand. Creos y commercialise un produit de capacité conditionnel pour le transport de gaz naturel de la zone THE vers la zone ZTP, nécessaire à la sécurisation de l'approvisionnement du Luxembourg pour des journées de consommation élevée. Ce produit, commercialisé à travers un mécanisme d'enchères sous la forme de produits trimestriels, dont le prix de réserve est approuvé par l'Institut, est lié à des obligations de nomination garantissant les flux nécessaires à la sécurisation des clients luxembourgeois. Il n'est pas nécessaire pour les fournisseurs de souscrire de la capacité de sortie du réseau allemand au point d'interconnexion Remich : Creos souscrit et exploite cette capacité de sortie pour le compte des fournisseurs ayant souscrit le produit de capacité d'entrée conditionné.

3.1.2.2 AJUSTEMENT ET ÉQUILIBRAGE

Un système commun d'équilibrage, conforme aux dispositions du règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz, est mis en place au sein du marché intégré BeLux et est géré par la société Balansys.

Les services d'équilibrage offerts concernent notamment les aspects suivants :

- Calcul et communication à chaque fournisseur de leur position individuelle et de la position du marché sur base des informations envoyées par les deux gestionnaires de réseau de transport de la zone BeLux et par l'opérateur du hub ;
- Suivi de la position d'équilibre du marché ;
- Détermination des équilibrages intra-journaliers et journaliers, et facturation.

Ainsi, Balansys calcule la position d'équilibrage individuelle de chaque utilisateur de réseau actif et la position d'équilibrage du marché, basée sur les informations provisoires envoyées par les gestionnaires de réseau de transport de la zone BeLux et par le gestionnaire du hub ZTP, pour chaque heure de la journée gazière.

En cours de journée gazière (infra-journalier), Balansys n'intervient pas tant que la position d'équilibrage du marché reste entre les limites supérieures et inférieures (seuils de marché) qu'il a prédéfinies pour le marché BeLux. Si la position d'équilibrage du marché dépasse le seuil de marché (niveau supérieur ou inférieur), l'excès ou le déficit est immédiatement réglé proportionnellement avec les utilisateurs du réseau à l'origine de cet excès ou de ce déficit via leur position d'équilibrage individuelle. Le coordinateur d'équilibre initie alors une transaction de vente ou d'achat sur le marché des commodités, respectivement pour la quantité d'excès ou de déficit. En 2025, comme en 2024, les interventions ont principalement eu lieu pour compenser un déficit de gaz : 261 interventions réparties sur 52 jours, le jour le plus actif étant le 11 février 2025. Les interventions pour compenser un excès de gaz sont au nombre de 53. Le prix moyen d'un contributeur principal en déficit s'est élevé à 37.30 €/MWh (36.80 €/MWh pour les contributeurs mineurs) ; pour les contributeurs principaux en excès, ce prix moyen a été de 33.30 €/MWh (35.10 €/MWh pour les contributeurs mineurs).

En fin de journée, la position d'équilibrage de chaque utilisateur réseau et la position d'équilibrage du marché sont ramenées à zéro via un règlement d'équilibrage. En 2025, comme en 2024, les interventions pour combler un excès en gaz sur le marché BeLux en fin de journée ont été supérieures à celles utilisées pour combler un déficit de gaz (211 contre 152). Le prix moyen tout utilisateur confondu s'est élevé à environ 35.70 €/MWh.

Les tarifs d'équilibrage se composent d'une redevance de déséquilibre journalier et d'une redevance de déséquilibre infra-journalier, ainsi que d'une redevance d'équilibrage à des fins de neutralité. Un petit ajustement, visant à encourager les utilisateurs du réseau

à réduire le déséquilibre du marché, est appliqué dans le cadre de la formule du prix de vente marginal et du prix d'achat marginal pour la redevance de déséquilibre journalier, respectivement intra-journalier. La valeur de ce petit ajustement est différente selon qu'il est appliqué pour les utilisateurs réseau qui contribuent au déséquilibre du marché (les contributeurs) ou pour les utilisateurs réseau qui réduisent le déséquilibre du marché (les réducteurs). Depuis 2023, Balansys S.A a introduit dans le code d'équilibrage les notions de contributeur principal et de contributeur mineur, la distinction entre le contributeur principal et le contributeur mineur étant fixée à 20 % de chaque seuil de marché (seuil en excès et seuil en défaut) afin d'amener les utilisateurs du réseau à mieux suivre les règles d'équilibrage de la zone BeLux. Ainsi, la valeur du petit ajustement est différente selon qu'il est appliqué à un contributeur principal ou à un contributeur mineur. De plus, un facteur incitatif s'applique désormais pour la redevance de déséquilibre intra-journalier, avec des valeurs différentes pour les contributeurs principaux et les contributeurs mineurs.

Fin 2025, l'Institut a approuvé la tarification pour l'année 2026, avec une charge de neutralité ajustée à 0.00 €/MWh (par rapport à -0.020 €/MWh en 2025). Pour les contributeurs principaux, les valeurs du petit ajustement pour la facturation fin-de-journée et du facteur incitatif pour la facturation intra-journalière sont restés identiques, respectivement 3% et 10 %.

3.1.2.3 ACCÈS AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Au niveau de la distribution, les différents gestionnaires de réseau de gaz naturel sont repris dans le Tableau 22ci-dessous.

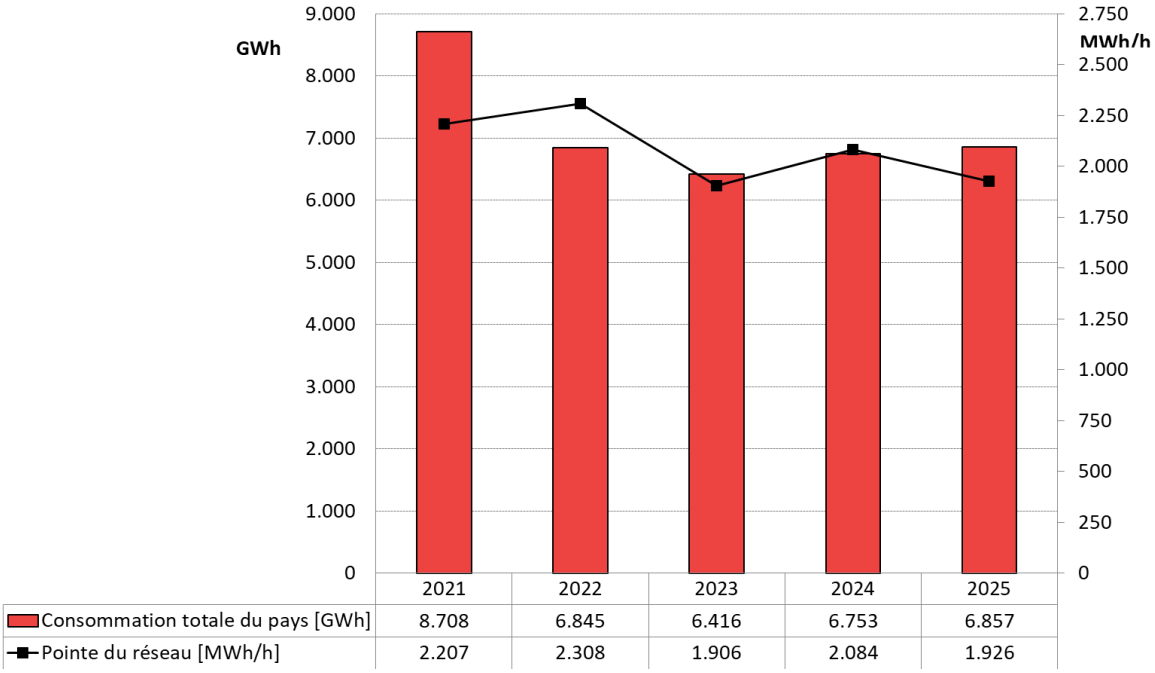
Fonction	Gestionnaire de réseau / propriétaire	Longueur du réseau haute pression (km)	Longueur du réseau moyenne pression (km)	Longueur du réseau basse pression (km)
GRT, GRD	Creos Luxembourg S.A.	279,6	474,9	1.461,9
GRD	Sudenergie S.A	13,2	332,8	801,8
GRD	Ville de Dudelange	0,0	9,0	94,3

Tableau 22 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2025

Afin d'éviter des modalités propres à chaque gestionnaire de réseau de distribution, des règles d'accès communes à tous les réseaux de distribution ont été mises en place. Ce document, intitulé « Code de Distribution du Gaz Naturel au Grand-Duché de Luxembourg » (ci-après « Code de Distribution »), décrit notamment le modèle de gestion des flux et de réconciliation, l'application des profils standards de consommation, le processus de changement de fournisseur et les modalités d'échange de données.

3.1.2.4 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le Graphique 29 montre l'évolution de la consommation et de la pointe nationale annuelle depuis 2021. Le volume de gaz naturel fourni à la consommation au niveau national a légèrement augmenté de 1,5 % en 2025 par rapport à 2024 et s'établit à 6.857 GWh. La pointe nationale, correspondant à la charge maximale quart-horaire, affiche une diminution de l'ordre de 8,2 % par rapport à 2024.



	2021	2022	2023	2024	2025
Consommation totale du pays [GWh]	8.708	6.845	6.416	6.753	6.857
Pointe du réseau [MWh/h]	2.207	2.308	1.906	2.084	1.926

Graphique 29 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel

La répartition des flux par point d'interconnexion n'a pas connu de changement important et est illustrée dans le Tableau 23. Les importations par l'Allemagne sont négligeables par rapport aux importations par la Belgique.

Interconnexion		Flux [GWh]	
		2024	2025
Remich	Réseau allemand	7	2
Bras & Pétange	Réseau belge	6.698	6.756
Total		6.705	6.758

Tableau 23 : Répartition des flux par point d'interconnexion

3.1.2.5 LE COMPTAGE INTELLIGENT

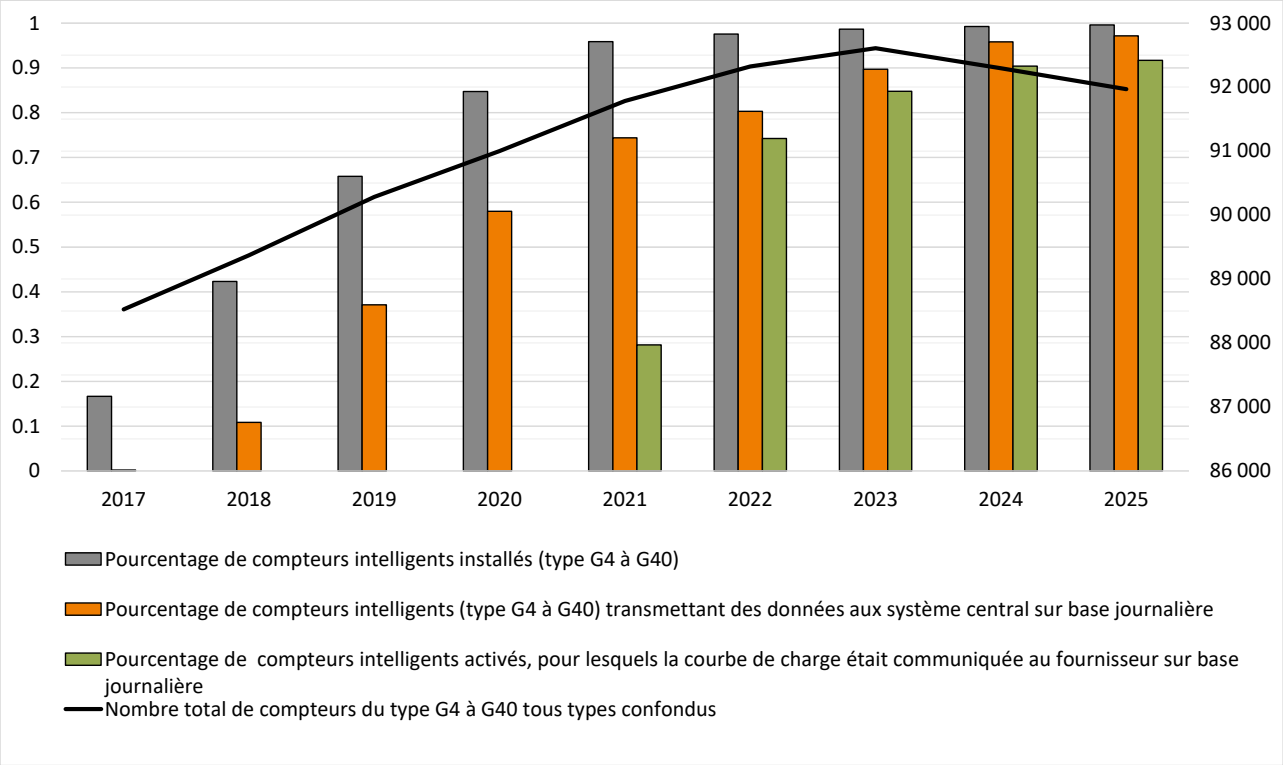
Le déploiement national du système de comptage intelligent prévoit une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble des clients de gaz naturel à déployer « au plus tard à compter du 1er juillet 2016 »[102] et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins 90 % au 31 décembre 2021[103], échéance initialement fixée au 31 décembre 2020 et reportée d'une année suite à la crise sanitaire COVID-19.

Comme déjà expliqué au Chapitre 2.1.2.6, avant qu'un compteur « Smarty » puisse être qualifié d'« intelligent », il doit - après son installation physique sur site - être amené à transmettre les valeurs de consommation du ménage mesurées au gestionnaire de réseau respectif.

Cependant, le compteur de gaz ne dispose pas d'interface propre avec le système informatique central que les gestionnaires de réseau d'électricité et de gaz exploitent conjointement via le GIE Luxmetering[104]. Dès lors, les valeurs de consommation de gaz sont

[102] Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.
[103] Art. 35 de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.
[104] www.luxmetering.lu

transmises du compteur de gaz via le compteur intelligent d'électricité, au système central de Luxmetering ; ainsi le compteur électrique Smarty transmet les valeurs quart-horaires pour l'électricité et les valeurs horaires pour le gaz. Luxmetering ne collecte pas uniquement ces données de comptage mais corrige, si nécessaire, des valeurs manquantes[105].



Graphique 30 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel

Au 31 décembre 2025, 99,63 % des 91.967 compteurs du type G4 à G40 (tous types confondus) étaient équipés d'un compteur de gaz Smarty (pour 99,27 % fin 2024, comparés au chiffre total susmentionné). Parmi eux, 97,17 % des compteurs ont pu transmettre leurs données de consommation horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif. Sur l'ensemble de tous les compteurs, 84.340 compteurs de gaz (soit 91,71 %) ont transmis quotidiennement la courbe de consommation horaire d'un GRD au fournisseur concerné à fin 2025. Dès lors, il peut être affirmé que la quasi-totalité des foyers luxembourgeois raccordés au réseau de gaz disposent également d'un compteur de gaz intelligent en état de marche.

3.1.2.6 INTERRUPTIONS DE FOURNITURE

Les GRDs gaz indiquent qu'il y a eu 69 interruptions planifiées et 85 interruptions non planifiées dans les réseaux de gaz naturel au Luxembourg en 2025. Contrairement au secteur de l'électricité, l'Institut ne calcule actuellement pas d'indicateurs de performance tels que le SAIDI et le SAIFI pour le secteur du gaz naturel.

3.1.3 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX – GAZ NATUREL

Depuis l'entrée en vigueur de la Loi Gaz, l'Institut dispose des compétences pour fixer la méthode de détermination des tarifs d'utilisation du réseau, ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux.

La méthode applicable en 2025 est fixée par le règlement ILR/G24/19 définissant la méthodologie de détermination du revenu autorisé pour la période de régulation 2025-2028. Ce cadre règlementaire s'applique à tous les gestionnaires de réseau de gaz

[105] Dans le cadre de la collaboration entre les plateformes d'information de Luxmetering et de Leneda, il est prévu qu'à l'avenir, les corrections des données de mesure rétrospectives ne soient plus effectuées par Luxmetering, mais par Leneda. Au moment de la rédaction du présent rapport, ce projet n'est pas encore entièrement défini.

naturel. La méthode tarifaire qui en découle comprend les volets de la détermination des coûts d'utilisation du réseau ainsi que le volet de la transposition de ces derniers en une structure tarifaire.

Les évolutions de la méthodologie tarifaire applicable à partir de 2025 dans le secteur du gaz naturel sont décrites dans les paragraphes qui suivent.

3.1.3.1 DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

La nouvelle méthodologie tarifaire dans le secteur du gaz naturel continue à reposer sur les mêmes principes que celle du secteur de l'électricité. Ainsi la rémunération des investissements et l'encadrement des projets d'investissement et des charges d'exploitation suivent la même logique d'application dans le cadre du calcul des tarifs d'utilisation des réseaux électriques.

L'évolution spécifique au secteur du gaz naturel a cependant conduit l'Institut à modifier les dispositions existantes relatives aux méthodes de calcul de la dépréciation économique de la base d'actifs régulés qui sera effectivement prise en compte au niveau du revenu maximal autorisé.

Il s'agit en effet de tenir compte de la durée de vie utile des équipements et de procurer un niveau d'autofinancement conforme aux pratiques du secteur. En effet, la diminution progressive de l'usage des combustibles fossiles se traduira par une baisse de la demande et, toutes autres choses restant égales par ailleurs, induira une augmentation de la pression sur la demande restante. Cette perspective pose la question de l'équité entre les utilisateurs actuels et futurs au regard de la prise en charge des infrastructures de réseaux. Si l'on n'y prend pas garde, cette situation peut potentiellement déboucher sur l'émergence d'une boucle de renforcement négative par laquelle la baisse de consommation induit une augmentation des tarifs telle que cela renforce l'attrait des alternatives au gaz naturel et accélère la substitution, se traduisant par une accélération de la baisse de consommation, laquelle renforce à son tour la pression sur les prix et ainsi de suite, dans une dynamique caractéristique de « l'effet boule de neige ». Il convient également d'envisager le risque de non-couverture des coûts de l'infrastructure, pouvant se solder finalement par un montant de « coûts échoués » restant à charge des gestionnaires de réseaux.

Voilà pourquoi, la nouvelle méthodologie tarifaire introduit l'application de coefficients de prise en charge anticipée des coûts liés aux infrastructures de réseaux spécifiques à l'activité de transport et de distribution du gaz naturel. En l'occurrence, les coefficients dont il question sont des facteurs qui, une fois appliqués aux amortissements calculés selon les durées d'utilisation usuelle, pour ce qui concerne les conduites et les stations de détente existantes et futures, augmentent le niveau de prise en charge des amortissements au travers du revenu autorisé, de sorte à réduire l'horizon de temps nécessaire à l'amortissement complet des infrastructures considérées.

Le principe de prudence incite l'Institut à introduire de tels coefficients d'anticipation pour la période 2025-2028, étant entendu que la situation sera réévaluée et que les coefficients pourraient être ajustés à l'avenir. Les coefficients qui s'appliquent à partir de l'année 2025 sont fixés à 1,3 aussi bien pour les stations que pour les réseaux.

Il s'agit ici d'envoyer un signal important vers le secteur, et de fixer un niveau d'anticipation modéré mais cohérent avec les objectifs de décarbonation de l'UE.

3.1.3.2 STRUCTURE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU

Sur le marché belgo-luxembourgeois, les tarifs d'utilisation du réseau sont appliqués principalement aux points de sortie. En effet, les fournisseurs, désirant livrer au Luxembourg, peuvent se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion entre la zone BeLux et les pays adjacents sans devoir réserver de la capacité de transport vers le Luxembourg. Ils n'ont donc plus à payer les frais d'acheminement correspondants. Les seuls tarifs applicables pour l'utilisation du réseau au Luxembourg sont des tarifs de sortie, que ce soit sur le réseau de transport ou le réseau de distribution. Ces tarifs de sortie rémunèrent l'ensemble des infrastructures de réseau depuis l'entrée dans la zone de marché intégré jusqu'au point de sortie sur le réseau de transport ou le réseau de distribution. La tarification du réseau est donc devenue plus transparente et clairement identifiable à chaque point de sortie du réseau.

Par ailleurs, certaines dispositions particulières s'appliquent au point d'entrée Remich qui est devenu un point d'entrée pour toute la zone BeLux. La capacité au point d'entrée Remich est commercialisée sur la plateforme PRISMA sous forme d'un produit trimestriel conditionnel dont le prix de réserve se compose des seuls coûts de la commercialisation.

La structure tarifaire harmonisée pour les réseaux de distribution répartit les utilisateurs des réseaux de distribution en trois catégories. L'affectation à la catégorie correspondante se fait en fonction du type de compteur installé chez l'utilisateur du réseau :

- À la catégorie 1 appartiennent les clients ayant un compteur G4 à G16. Cette catégorie paie une composante volume ainsi qu'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau, cette dernière étant identique dans tous les réseaux de distribution ;
- À la catégorie 2 appartiennent les clients ayant un compteur G25 à G40. Cette catégorie paie une composante volume, une composante capacité ainsi qu'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau, cette dernière étant identique dans tous les réseaux de distribution, mais pouvant différer selon le type de compteur de l'utilisateur du réseau ;
- À la catégorie 3 appartiennent les clients ayant un compteur G65 ou supérieur. Cette catégorie paie une composante volume, une composante capacité ainsi qu'une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau qui peut différer selon le type de compteur de l'utilisateur du réseau.

La redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau couvre les amortissements, la rémunération des capitaux et les charges d'exploitation en relation avec l'activité de comptage dont font partie l'acquisition et la mise à disposition des données de comptage, la gestion informatique et la facturation.

Concernant le tarif d'utilisation du réseau de transport, le système de tarifs de sortie au point de fourniture distribution distingue entre tarif annuel de sortie pour la capacité effaçable et tarif annuel de sortie pour la capacité non-effaçable. Ces deux tarifs sont appliqués à la capacité horaire maximale respective de chaque réseau de distribution pendant une année calendaire et facturés au gestionnaire de réseau de distribution concerné. Un rabais sur les tarifs d'utilisation du réseau de distribution est accordé aux utilisateurs du réseau dont la consommation de gaz naturel est effaçable à la demande du gestionnaire de réseau de distribution. En effet, la législation prévoit des mesures de sécurité d'approvisionnement, en particulier pour protéger les consommateurs résidentiels. Les coûts relatifs à cette protection seront attribués explicitement aux catégories de clients visés par la protection. Ainsi les clients raccordés directement au réseau de transport n'y contribueront pas. Les clients d'une certaine taille, qui sont raccordés aux réseaux de distribution, pourront, lorsqu'ils répondent aux critères définis, sortir de la protection et opter pour le régime « effaçable à la demande du gestionnaire de réseau ». En contrepartie de leur engagement à s'effacer au besoin, de tels clients ne contribueront pas aux frais de la sécurisation. En 2025, 23 clients se sont enregistrés comme clients effaçables pour une capacité maximale de 202 MWh/h. Néanmoins, les gestionnaires de réseau n'ont pas eu besoin d'activer le mécanisme d'effaçabilité.

3.1.3.3 TARIFS D'UTILISATION DU RÉSEAU

Au cours de l'année 2025, l'Institut a examiné et accepté la proposition des tarifs d'utilisation du réseau des gestionnaires de réseaux de gaz naturel, applicables à partir du 1er janvier 2026. Contrairement aux tarifs d'utilisation réseau en électricité, les tarifs en gaz naturel diffèrent d'un gestionnaire de réseau à l'autre.

Le Tableau 24 ci-après reprend les tarifs redevables pour l'utilisation du réseau et agrégés au niveau national, tels que publiés par Eurostat pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuelle (GJ)	Consommation annuelle (MWh)	Frais d'utilisation réseau (EUR/MWh)				
			2021	2022	2023	2024	2025
Client résidentiel D2	20 – 200	5,6 – 55,6	14,7	15,4	18,0	22,3	24,1
Client industriel I3	10.000 – 100.000	2.778 – 27.778	7,9	8,5	11,3	10,9	13,3

Tableau 24: Tarifs d'utilisation réseau agrégés - Source Eurostat

En raison de la forte augmentation des prix de la molécule de gaz naturel à partir du deuxième semestre de l'année 2021, le gouvernement luxembourgeois a décidé de prendre en charge les frais d'utilisation du réseau pour les consommateurs des catégories 1 et 2, connectées à un réseau de distribution. Cette mesure inscrite dans la loi du 17 mai 2022 était d'application à partir du 1er mai 2022 et couvrait la période jusqu'au 31 décembre 2024. Avec l'objectif de comparer l'évolution des frais d'utilisation réseau, l'Institut n'a pas tenu compte de ces aides d'État dans le Tableau 24. Eurostat de son côté tient compte de cette aide dans la rubrique des « taxes, redevances, prélèvement et charges » sous forme d'une taxe négative.

3.1.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES – GAZ NATUREL

3.1.4.1 ATTRIBUTION DES CAPACITÉS ET GESTION DES CONGESTIONS

Depuis le 1er octobre 2015, avec le marché intégré BeLux, les utilisateurs du réseau de transport ne doivent plus réserver de capacité entre la Belgique et le Luxembourg pour acheminer du gaz au Luxembourg. La capacité ferme doit être réservée aux points de sortie du réseau luxembourgeois par les utilisateurs du réseau de transport pour approvisionner les clients finals sur ce même réseau et des pénalités sont prévues en cas de dépassement de la capacité. En revanche, Creos alloue de manière implicite aux GRDs la capacité au point de sortie vers la zone de distribution.

Au point d'interconnexion Remich, Creos participe aux enchères pour acheter la capacité annuelle en sortie d'Allemagne et commercialise en entrée un produit de capacité trimestriel conditionné afin de garantir les flux nécessaires à la sécurisation d'approvisionnement des clients luxembourgeois.

3.1.4.2 UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Dans le cadre du marché intégré BeLux, les enchères pour la commercialisation de produits de capacité trimestriels au point d'interconnexion Remich pour l'année gazière 2025-2026, résumées dans le Tableau 25 ci-dessous, n'ont pas trouvé preneur comme pour l'année précédente. Du fait de la non-réservation de la capacité à Remich, la procédure de fallback, telle que définie dans l'accord de coopération entre Creos et Fluxys, a été enclenchée afin que Balansys puisse prendre en charge en entrée BeLux les capacités réservées par Creos en sortie sur THE ; les coûts relatifs à l'inscription de Balansys sur THE ont été pris en compte dans la charge de neutralité.

PÉRIODE	CAPACITÉ OFFERTE (KWH/H)	CAPACITÉ VENDUE (KWH/H)	PRIX DE RÉSERVE (CENT/KWH/H/RUNTIME)	PRIX DE CLÔTURE DES ENCHÈRES (CENT/KWH/H/RUNTIME)
01/10/25 - 01/01/26	900.000	0	3,95	-
01/01/26 – 01/04/26	900.000	0	3,95	-
01/04/26 – 01/07/26	500.000	0	3,95	-
01/07/26 – 01/10/26	500.000	0	3,95	-

Tableau 25 : Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2025-2026

3.1.4.3 DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

À l'heure actuelle, dans le domaine du gaz naturel, le Luxembourg n'est associé à aucun projet d'intérêt commun (PCI) validé sur la liste officielle de la Commission européenne.

Les PCIs sont considérés comme prioritaires aux niveaux européen et national et peuvent faire objet d'une demande de répartition des coûts transfrontaliers, conformément au règlement (UE) n° 2022-869. Comme en électricité, l'Institut n'a reçu aucune demande de contribution aux coûts d'un projet établi hors du Luxembourg qui pourrait avoir une incidence nette positive pour le Luxembourg.

Le PNEC indique parmi ses objectifs ne pas procéder à l'expansion des infrastructures gazières, ni au niveau du transport, ni au niveau de la distribution. La volonté politique est de favoriser les développements dans les secteurs de la mobilité et de l'industrie pour éviter l'utilisation d'énergies fossiles en les remplaçant par de l'hydrogène vert en vue de la décarbonation.

3.1.4.4 SURVEILLANCE DU PLAN D'INVESTISSEMENT

Dans le cadre de la transposition de la directive 2009/73/CE en droit national, la Loi Gaz dote l'Institut d'une mission de surveillance du plan d'investissement du gestionnaire de réseau de transport national. L'établissement du plan décennal national, mis à jour tous les 2 ans, est prévu à l'article 17 de la Loi Gaz. Les développements qui y figurent sont purement nationaux et destinés à moderniser les équipements pour veiller au parfait état de fonctionnement des infrastructures afin d'assurer la continuité et la qualité de l'alimentation en gaz naturel, tout en respectant et en assurant la protection des personnes et de l'environnement naturel.

L'Institut note que le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP), tel qu'élaboré par ENTSOg et conformément au règlement européen n° 715/2009, portant sur les conditions d'accès au réseau de transport du gaz naturel, est cohérent avec le plan de développement national dans la mesure où il n'y a pas de projets transfrontaliers pour le Luxembourg.

L'Institut participe également à l'analyse de la cohérence entre le plan national et le plan européen effectuée par l'ACER.

3.1.4.5 COOPÉRATION RÉGIONALE

Dans le cadre du marché intégré BeLux, les documents régulatoires de Balansys (contrat d'équilibrage, code d'équilibrage) ont été amendés et approuvés à la fois par l'Institut et la CREG (voir Chapitre 3.1.2.2). Des échanges bilatéraux ont aussi eu lieu entre les deux régulateurs, notamment en ce qui concerne la révision annuelle des tarifs d'équilibrage pour la zone BeLux.

L'Institut a également contribué aux travaux de l'ACER à travers le Conseil des Régulateurs et des différents groupes de travail portant sur le développement des codes réseaux, les projets d'infrastructure et sur les initiatives régionales.

Enfin, l'Institut a participé au Forum de Madrid, ayant eu lieu en mai 2025 et qui a principalement porté sur la transposition des dispositions législatives favorisant la décarbonisation par l'utilisation de gaz à basse teneur en carbone et l'hydrogène, ainsi qu'à la mise en œuvre des codes réseau.

3.2 ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE – GAZ NATUREL

3.2.1 MARCHÉ DE DÉTAIL – GAZ NATUREL

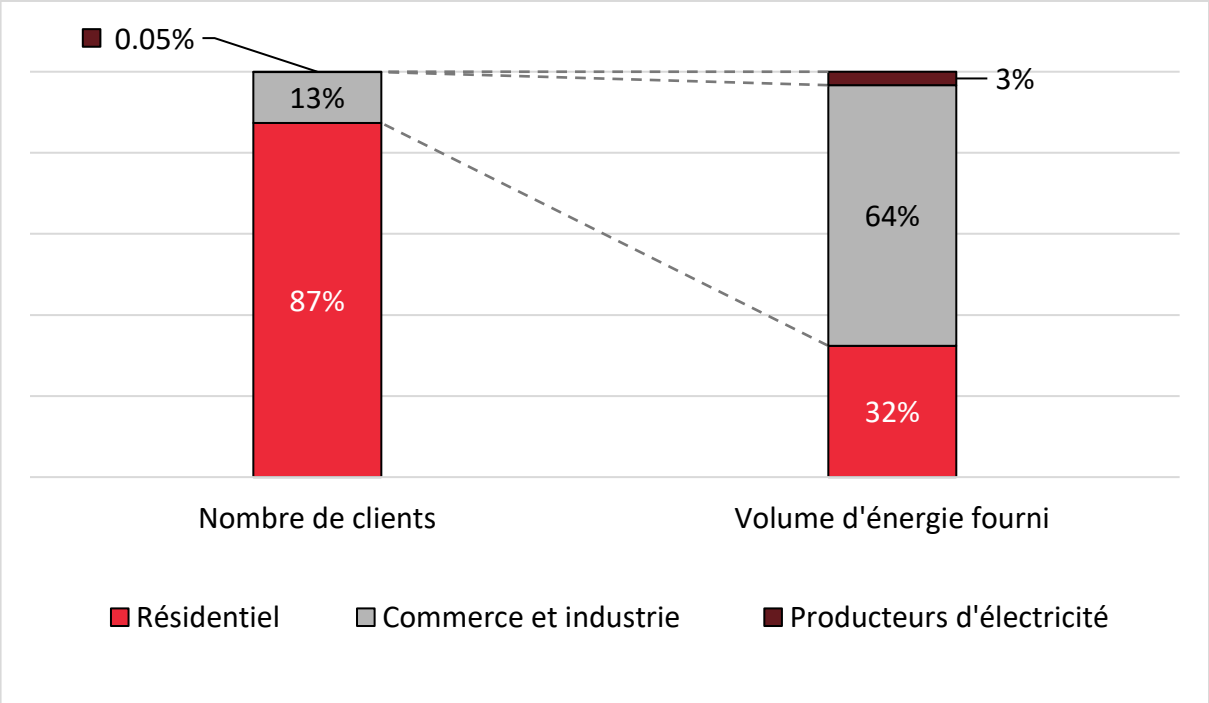
Les clients finals, au nombre de 92 511, peuvent être segmentés en 3 groupes de consommateurs : les consommateurs résidentiels, les consommateurs professionnels et industriels et les producteurs d'électricité.

3.2.1.1 PARTS DE MARCHÉ

Le Tableau 26 et le Graphique 31 ci-après décrivent la situation au niveau de la fourniture aux consommateurs finals et donnent une indication de l'importance relative des différents segments du marché de détail selon les indications des gestionnaires de réseau.

	Consommation 2025 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	2,2	80 810
Secteur professionnel et industriel	4,4	11 572
Production d'électricité	0,2	46

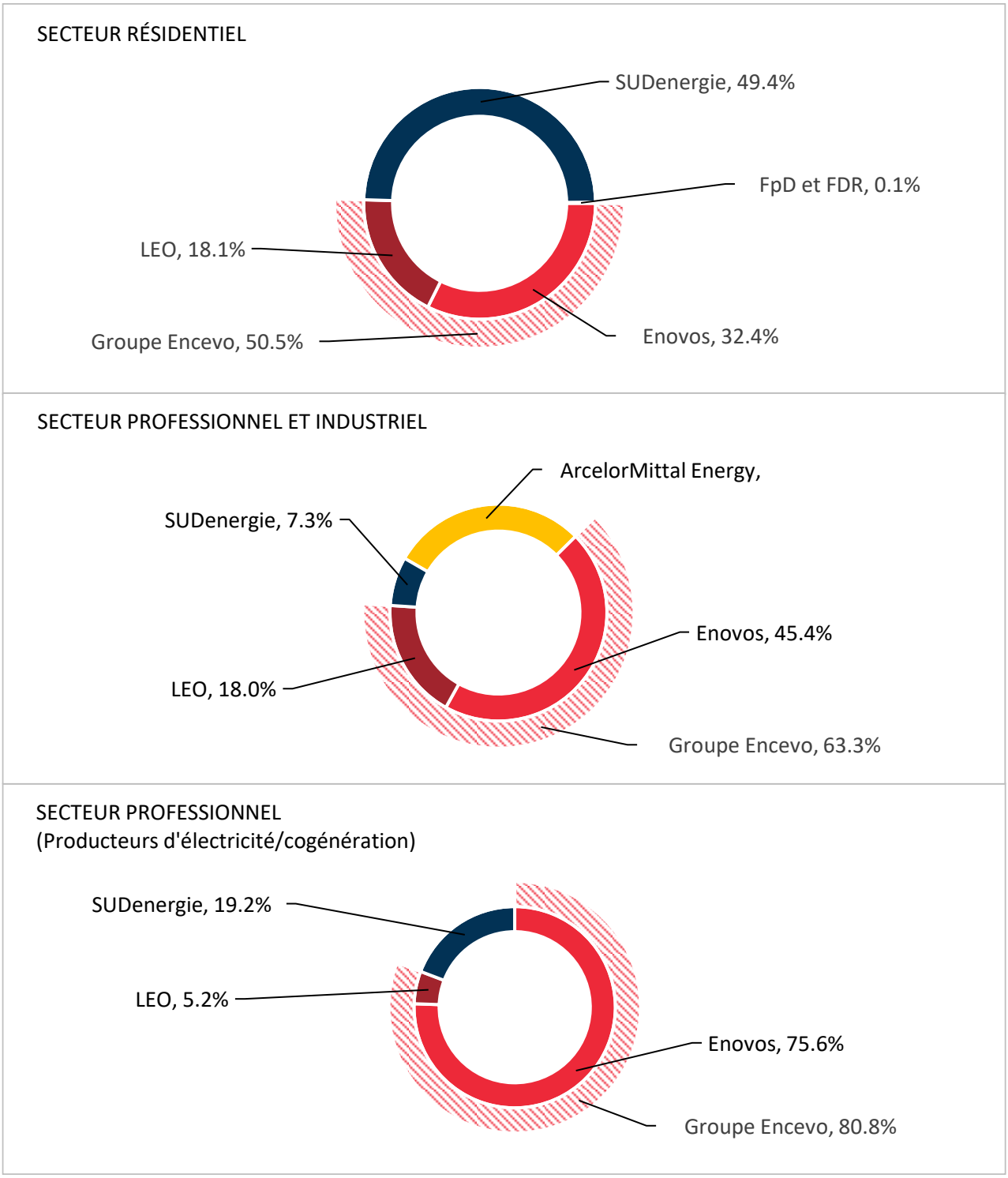
Tableau 26 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2025



Graphique 31 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients

Trois entreprises de fourniture de gaz naturel ont été actives sur le marché résidentiel et quatre sur le marché de détail (résidentiel et non résidentiel) en 2025. Les parts de marché du volume du gaz naturel distribué par segment sont indiquées dans le Graphique 32.

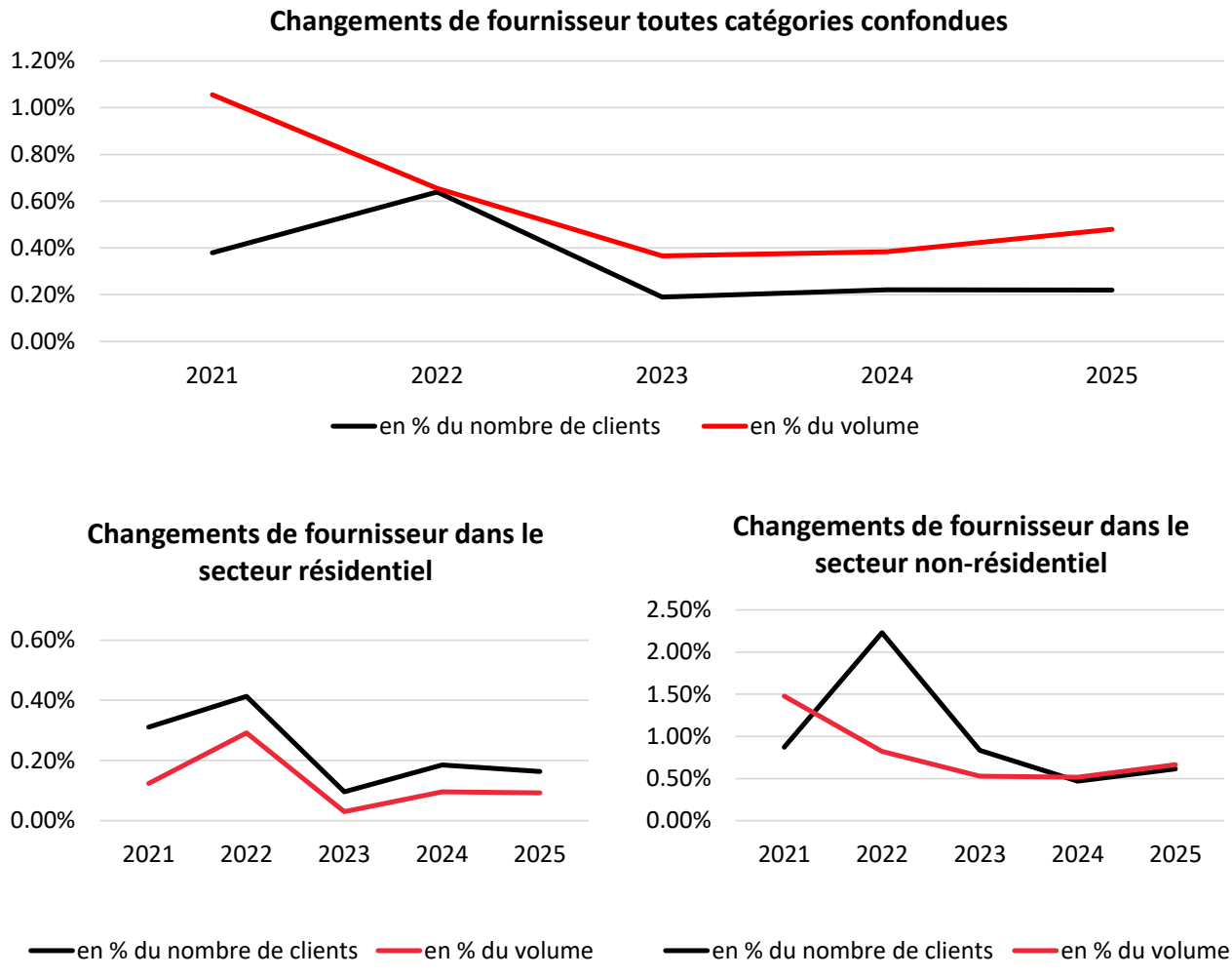
Compte tenu du fait que l'analyse est réalisée sur base des entités juridiques, la concentration réelle du marché est plus élevée en cumulant les parts de marché des entreprises faisant partie d'un même groupe (Enovos Luxembourg S.A., LEO - Luxembourg Energy Office S.A.). Très peu de changements ont été observés dans les parts de marché par rapport à 2024.



Graphique 32 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail du gaz naturel

3.2.1.2 TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Depuis le 1er janvier 2025, Hoffmann Frères Énergie et Bois n'exerce plus d'activité en tant que fournisseur. Par conséquent, les changements de fournisseur effectués depuis Hoffmann Frères Énergie et Bois vers un autre fournisseur ne sont pas comptabilisés en tant que changement de fournisseur pour l'année 2025. En 2025, le taux de changement de fournisseur, avec 204 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, se situe à 0,2 % en termes de points de fourniture, et à 0,5 % en termes de volume d'énergie. Les graphiques ci-après donnent une indication des taux de changement en termes de volume et en termes de nombre de clients dans les segments respectifs du marché de détail.



Graphique 33 : Évolution des taux de changement de fournisseur de gaz naturel (volume et nombre de clients par segment)

Le Tableau 27 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2024 et 2025.

ANNÉE	2024		2025	
Taux de changement de fournisseur sur le marché de gaz naturel	En termes de volumes	En termes de nombre de clients	En termes de volumes	En termes de nombre de clients
Segment résidentiel	0,1 %	0,2 %	0,1 %	0,2 %
Segment professionnel et industriel	0,5 %	0,5 %	0,6 %	0,6 %
Segment producteurs d'électricité	0 %	0 %	2,6 %	2,2 %
Toutes catégories de client confondues	0,4 %	0,2 %	0,5 %	0,2 %

Tableau 27 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2024 et 2025

Ces chiffres rendent compte d'une passivité des consommateurs en ce qui concerne leur approvisionnement en énergie et d'un manque de dynamisme et d'innovation de la part des fournisseurs.

Les raisons des faibles taux de changement de fournisseur sont multiples. D'abord, le plafonnement du prix de l'énergie pour les petits consommateurs avait éliminé tout intérêt à opter pour un autre fournisseur en 2022 et en 2023, et les faibles différences de prix entre les offres en 2024 et 2025 n'ont pas permis de redynamiser la situation. La disparition du fournisseur Electris (Hoffmann Frères) réduit le nombre d'offres disponible à deux pour la très grande majorité des consommateurs. La réapparition, à l'été 2025, de produits à durée déterminée et à prix garanti ne semble pas avoir influencé de manière notable les taux de changement de fournisseur. Ensuite, la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois est parmi la plus faible de toute l'Europe[106]. Se rajoute un manque de réflexe du consommateur pour comparer les offres sur le marché et de se rendre compte des différences de prix proposées par les fournisseurs. La petite taille du marché luxembourgeois, tout comme l'obligation pour un fournisseur de s'approprier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger.

L'ILR lance un appel aux consommateurs de comparer les offres sur le marché, notamment via le comparateur en ligne www.calculix.lu.

3.2.1.2.1 SEGMENT RÉSIDENTIEL

Les ménages représentent environ 32 % en volume du marché du gaz naturel. 132 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2025, un chiffre en diminution par rapport aux 150 changements en 2024. Le taux de changement reste à un niveau très faible. Le Graphique 33 illustre l'évolution des changements de fournisseur[107].

3.2.1.2.2 SEGMENT DU COMMERCE ET DE L'INDUSTRIE

Au niveau de la fourniture aux clients finals du segment du commerce et de l'industrie, représentée dans le Tableau 27, il y a eu 71 changements de fournisseurs, par rapport à 55 en 2024. Le taux de changement dans ce segment, qui représente environ 64 % en volume du marché national, est de 0,6 % en termes de volume en 2025.

3.2.1.2.3 PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ

Le secteur des producteurs d'électricité se limite aux centrales de cogénération et représente encore 3 % de la consommation de gaz naturel. Un seul producteur d'électricité a changé de fournisseur en 2025.

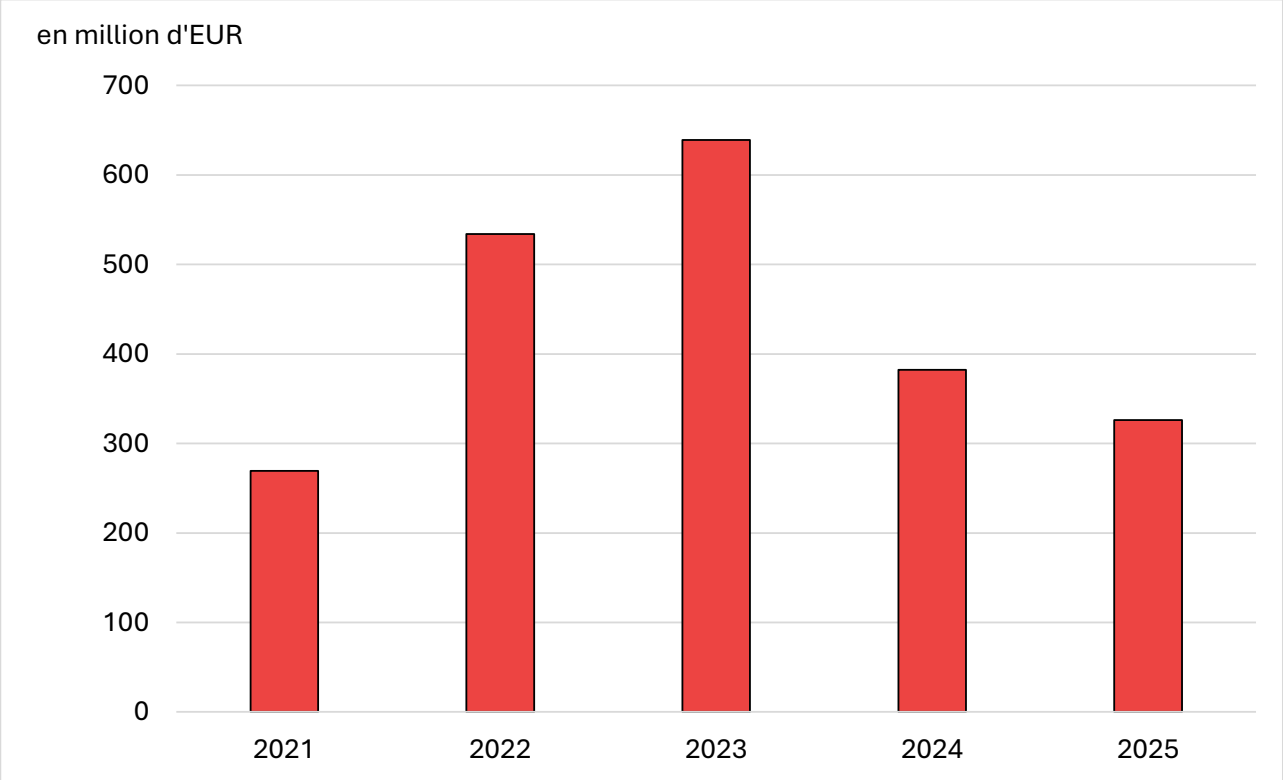
[106] ACER/CEER Market monitoring report Figure 2 p 13: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/09/ACER-CEER_2024_MMR_Retail-1.pdf
[107] Les changements vers le fournisseur par défaut (FpD) et le fournisseur du dernier recours (FDR) sont comptés parmi les changements, alors que les changements du FpD ou du FDR vers un fournisseur régulier ne sont pas pris en compte. De cette manière, le passage d'un consommateur d'un fournisseur vers un autre via le FpD ou le FDR ne compte que pour un seul changement. De plus les nouveaux raccordements qui risquent de se retrouver dans la fourniture par défaut avant signature d'un contrat ne sont pas considérés parmi les changements de fournisseur.

3.2.1.3 SURVEILLANCE DES PRIX

3.2.1.3.1 TAILLE DU MARCHÉ DE DÉTAIL

Depuis que le marché du gaz naturel a été complètement ouvert à la concurrence au 1er juillet 2007 au Luxembourg, un prix de fourniture régulé n'a jamais existé[108] ; l'ensemble des consommateurs est donc fourni par des offres de marché.

La taille du marché de détail peut être illustrée par la somme des chiffres d'affaires des fournisseurs.



Graphique 34: Chiffre d'affaires des fournisseurs de gaz naturel sur le marché luxembourgeois

La diminution des chiffres d'affaires, y inclus les recettes liées au plafonnement du prix de gaz naturel payées par l'État durant les années concernées, mais hors utilisation réseau taxes et TVA, s'explique par la baisse des prix de l'énergie sur les marchés de gros (Chapitre 3.2.2).

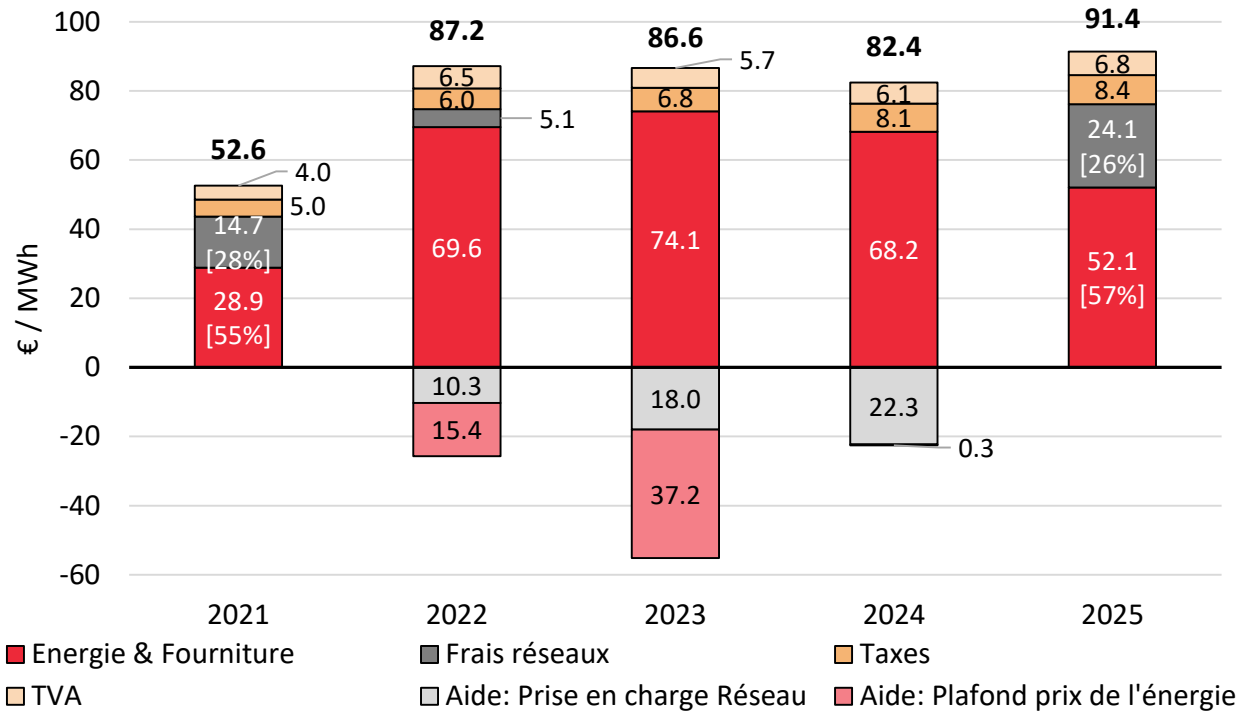
3.2.1.3.2 PRIX DU DÉTAIL

Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les trois composantes tarifaires déterminant le prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels sont :

- le prix de l'énergie fournie par le fournisseur ;
- les tarifs d'utilisation du réseau de distribution et des services accessoires (p.ex. comptage) ;
- la taxe sur l'énergie et la TVA.

[108] Sauf en cas de fourniture par défaut et de fourniture du dernier recours (les deux limitées dans le temps).

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 35 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat[109].



Graphique 35 : Composition des prix du gaz naturel des clients résidentiels (prix courants)

En 2025, le client résidentiel moyen[110] a payé 91,4 €/MWh (c'est-à-dire 0,0914 €/kWh) pour la fourniture intégrée de gaz naturel. Pour une consommation de 30.556 kWh de gaz naturel, ceci revient à une charge annuelle de 2 793 €, soit 233 € par mois[111]. Au 1er janvier 2025, les aides d'État mises en place depuis 2022 ont expiré. En même temps, les prix de l'énergie et de la fourniture ont continué à diminuer, mais cette baisse n'a pas suffi à compenser la fin de ces aides. En conséquence, le prix total payé par le client résidentiel a augmenté de 10,9 % en 2025.Il est à remarquer que les prix indiqués dans le Graphique 35 sont des moyennes sur l'année et ne permettent donc pas de visualiser l'évolution du prix au cours l'année[112].

L'évolution de la composition du prix du gaz naturel d'un client industriel type,[113] tel que défini par Eurostat, est illustrée dans le Graphique 36 ci-après.

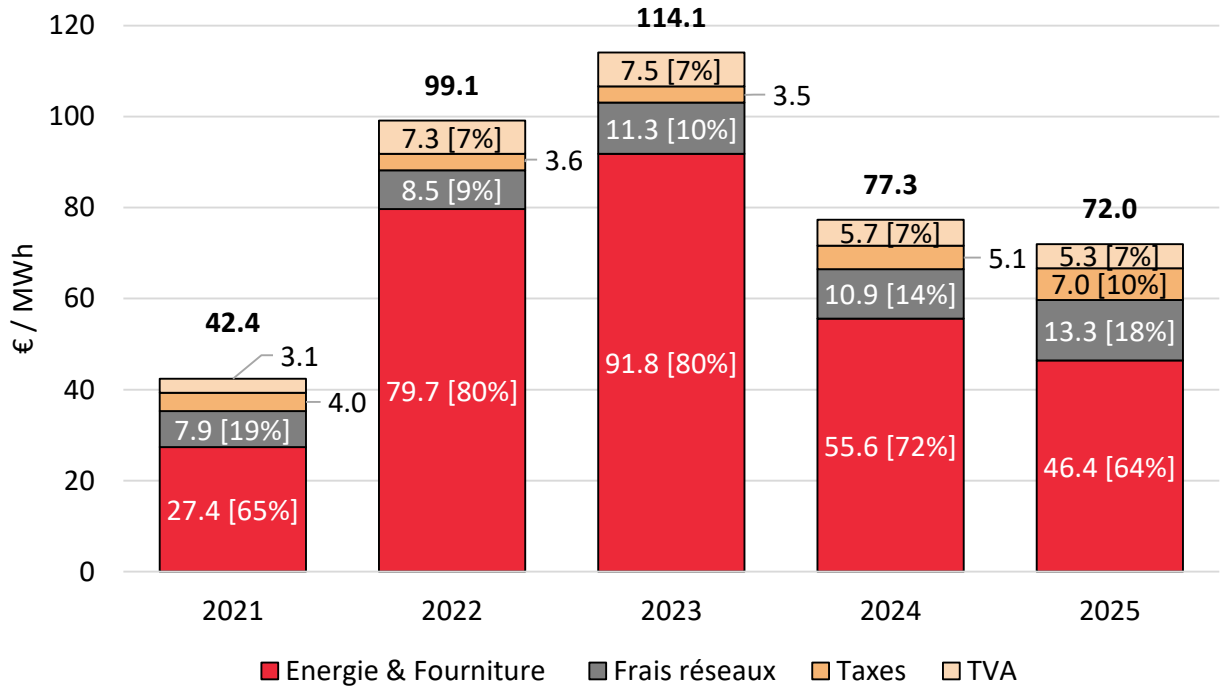
[109] Le graphique se rapporte au client-type D2 qui a une consommation annuelle en gaz naturel entre 20 et 200 GJ, c'est-à-dire entre 5600 et 56000 kWh (1 kWh=0,0036 GJ), (Catégorie de clients établie au départ de la classification d'Eurostat). Il s'agit du client-type le plus représentatif de la population résidentielle.

[110] Client-type D2 tel que défini par Eurostat : http://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database

[111] 30 556 kWh*0,0866 €/kWh = 2 646 €/12mois = 221 €/mois

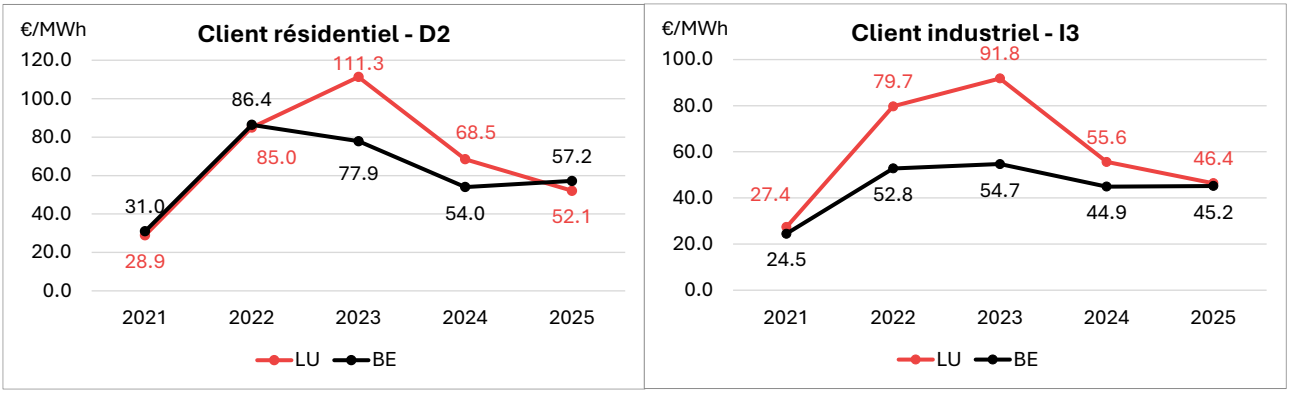
[112] Afin de pouvoir représenter individuellement les deux types d'aides de l'État dans le graphique, l'Institut a, pour les années 2022, 2023 et 2024, décomposé les montants des différentes composantes publiés par Eurostat

[113] Le client industriel type utilisé dans l'analyse de l'Institut correspond à la catégorie de clients I3 établie par Eurostat. Ce client a une consommation annuelle de gaz naturel entre 10 000 et 99 999 GJ, ce qui correspond à 2 778 respectivement 27 778 MWh.



Graphique 36 : Composition des prix du gaz naturel des clients industriels (prix courants)

Comme le Luxembourg fait partie du marché intégré belgo-luxembourgeois pour le gaz naturel (BeLux), les prix sur le marché de gros, et donc les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, sont les mêmes en Belgique qu'au Luxembourg de manière à ce qu'il fasse sens de comparer la composante « Énergie et Fourniture » entre ces deux pays pour évaluer la compétitivité des prix au détail au Luxembourg.

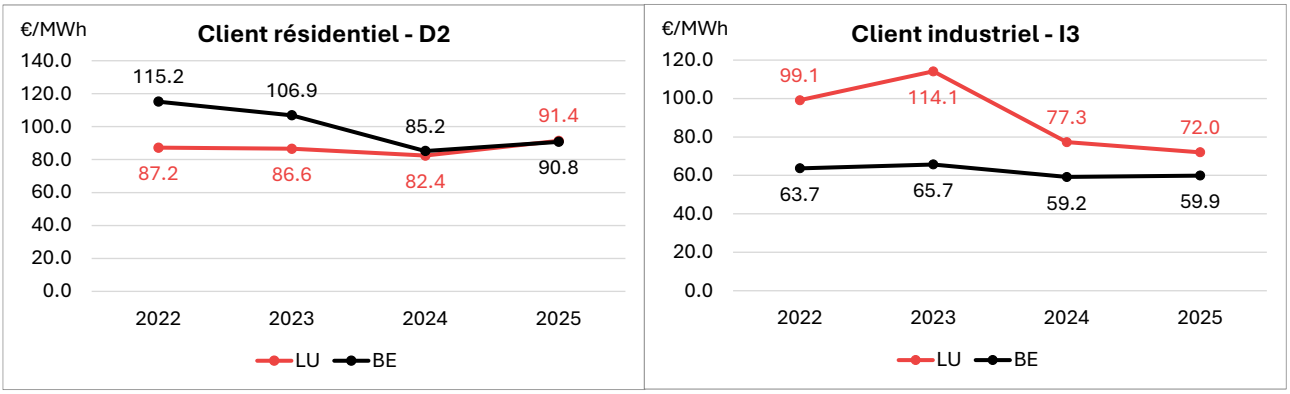


Graphique 37 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg

La comparaison des composantes « Énergie et fourniture » met en évidence une divergence des coûts de l'énergie pour les consommateurs au Luxembourg et en Belgique à partir de la crise du marché du gaz naturel. En 2025, ces coûts ont de nouveau convergé. Il convient toutefois de noter que cette composante ne tient pas compte des aides d'État accordées au Luxembourg, qu'Eurostat intègre dans la composante « Taxes et redevances ». Pour les ménages ainsi que pour les clients industriels, le prix de

l'énergie proprement dite a continué à diminuer en 2025 au Luxembourg. La différence de prix entre les deux pays rediminue dans le segment D2 de 14,5 €/MWh à -5,1 €/MWh et de 10,7 €/MWh à 1,2 €/MWh pour le segment I3 entre 2024 et 2025.

Le graphique ci-dessous reprend les coûts de la molécule de gaz naturel effectivement payée par les clients types.



Graphique 38: Comparaison du prix total payé par les consommateurs de gaz naturel en Belgique et au Luxembourg (Données Eurostat)

En 2023 et 2024, les aides accordées aux ménages ont permis de maintenir les prix finaux légèrement en dessous du niveau de 2022 et à un niveau inférieur à celui observé en Belgique, bien que les prix pratiqués dans les deux pays se soient fortement rapprochés en 2024. En 2025, malgré la suppression de ces aides au Luxembourg, les prix belges et luxembourgeois sont restés très proches. Cette fois, le prix final au Luxembourg est toutefois légèrement supérieur à celui observé en Belgique. Il ressort également que les prix finaux pour les ménages ont augmenté des deux côtés de la frontière.

La situation est différente pour les consommateurs industriels, qui ne bénéficiaient ni du plafonnement du prix de la molécule de gaz ni de la prise en charge des frais d'utilisation du réseau par l'État luxembourgeois. Pour cette catégorie de consommateurs, l'écart de prix entre les deux pays s'est encore réduit en 2025 pour atteindre 12,1 €/MWh.

L'Institut réitère son constat selon lequel le manque d'information des consommateurs, conjugué à leur passivité conduit de nombreuses petites et moyennes entreprises ainsi que des consommateurs industriels à payer des prix sensiblement supérieurs aux conditions du marché et à ceux proposés à d'autres clients. L'Institut recommande dès lors aux consommateurs de comparer régulièrement les offres disponibles et de solliciter plusieurs devis auprès des fournisseurs, suffisamment tôt avant l'échéance de leur contrat de fourniture. Dans la suite de l'analyse, l'Institut se concentre sur les prix de l'énergie du client résidentiel, pour lequel les différentes offres proposées par les fournisseurs ont été comparées.

De façon analogue au secteur électrique, les frais totaux du consommateur comprennent trois composantes, la composante énergie, les frais d'utilisation du réseau et les taxes. Malgré le fait que les tarifs d'utilisation réseau varient d'un gestionnaire de réseau à l'autre, ils sont, tout comme les taxes, pour chaque consommateur, indépendants du fournisseur choisi. L'analyse de l'Institut se limite donc aux frais d'énergie du fournisseur, unique composante des frais totaux qui permettent au consommateur d'épargner de l'argent en comparant les prix. Afin de faciliter la comparaison, l'Institut met à disposition de l'intéressé son comparateur de prix Calculix[114].

En se référant au Tableau 18, qui présente les différents types de contrats disponibles, il est à constater que, sur le marché du gaz naturel, seuls les produits à prix révisable et les contrats à prix uniforme sont proposés aux consommateurs.

La très grande majorité des contrats souscrits par les consommateurs sont des contrats révisables, sans garantie de prix. Dans ce type de contrat, le fournisseur est libre de modifier ses tarifs, à condition d'en informer le client au moins 30 jours avant l'entrée en vigueur du changement et de lui permettre de résilier son contrat sans frais avant cette date. Généralement résiliables à brève

[114] www.calculix.lu

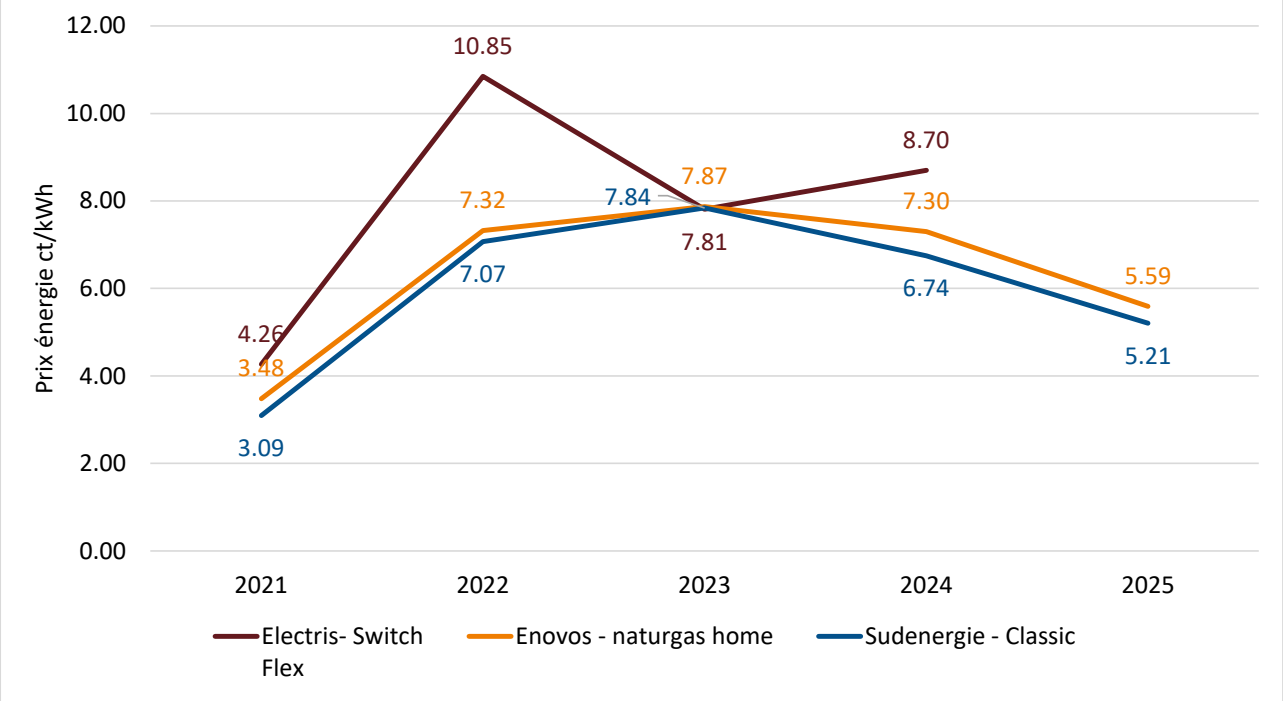
échéance (le plus souvent dans un délai d'un mois ou moins), ces contrats représentaient 98,7 % des contrats du secteur résidentiel en 2025.

Les premiers contrats assortis d'une garantie de prix ont fait leur réapparition à la mi-2025. Ces produits offrent un prix fixe pendant une durée déterminée, en l'occurrence 24 mois. Avant de souscrire ce type de contrat, il est recommandé aux consommateurs de lire attentivement les conditions de résiliation et de reconduction, celles-ci pouvant varier d'un fournisseur à l'autre. En 2025, les contrats à prix fixe représentaient 1,3 % des contrats résidentiels.

Pour les produits sans garantie de prix, le Graphique 39 présente le produit le plus souscrit de chaque fournisseur. Il montre que les prix de l'énergie ont poursuivi leur baisse en 2025. Les prix présentés sont calculés sur la base d'une consommation annuelle de 30 000 kWh, répartie sur l'année selon un profil de consommation couramment utilisé par les fournisseurs pour la facturation des ménages[115]. Cette répartition permet de tenir compte de la saisonnalité de la consommation de gaz naturel, caractérisée par une demande plus élevée durant les mois d'hiver, ainsi que des variations de prix au cours de l'année.

Les montants indiqués incluent les frais fixes des fournisseurs, compris entre 7,50 € et 9,20 € par mois, pour une puissance souscrite de 25 kW, sans pour autant tenir compte des remises optionnelles.

Il convient également de souligner que les prix présentés sont influencés par le mécanisme de plafonnement du prix du gaz naturel, appliqué entre octobre 2022 et avril 2024[116]. Cette mesure a eu un impact sur le niveau des prix payés par les consommateurs au cours de la période analysée.

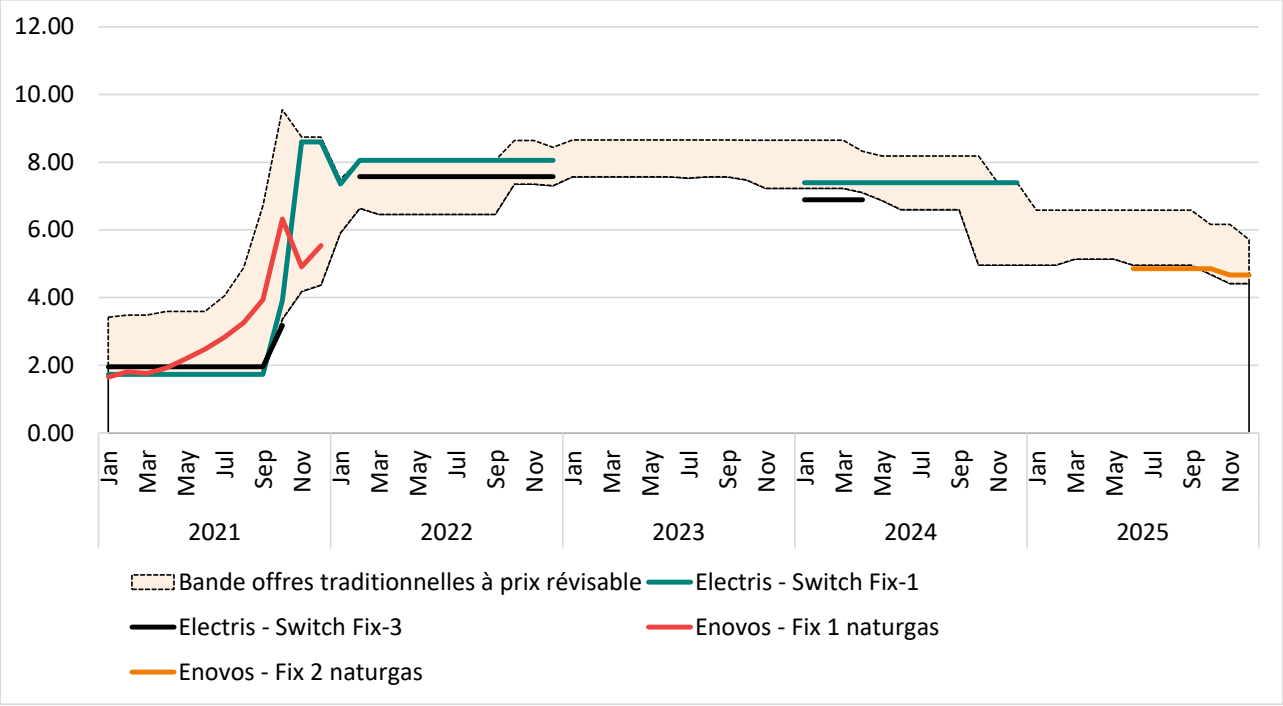


Graphique 39 : Évolution du prix annuel en ct/kWh de l'énergie du produit sans garantie de prix le plus souscrit de chaque fournisseur

[115] Profil de consommation avec la répartition suivante : janvier 16,50 %, février 15 %, mars 12,50 %, avril 8 %, mai 5 %, juin 1,80 %, juillet 1,50 %, août 1,20 %, septembre 4 %, octobre 7,50 %, novembre 12 % et décembre 15 %

[116] Loi du 2 décembre 2022 instituant une contribution étatique visant à limiter la hausse des prix d'approvisionnement en gaz naturel pour certains clients finals et modifiant la loi du 17 mai 2022 portant prise en charge par l'État des frais engendrés par l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel.

Le Graphique 40 présente l'évolution des produits à prix uniforme depuis 2021[117]. Il met en évidence la disparition de la plupart de ces produits à la suite de la crise du gaz, ainsi que leur réapparition progressive à partir de mi-2025.
Dans un contexte de baisse des prix sur les marchés de gros, les produits récemment commercialisés proposent des tarifs relativement attractifs. Il convient toutefois de rappeler que la souscription à ce type de contrat implique un engagement sur une période de 24 mois. Dès lors, le consommateur doit évaluer si les conditions proposées correspondent à ses attentes et à sa perception de l'évolution future des prix.



Graphique 40: Comparaison des produits à prix uniforme par rapport à la fourchette de prix des produits à prix révisable

Le plafonnement des prix du gaz naturel à partir d'octobre 2022 était une intervention très forte dans le marché du gaz naturel. La mise en œuvre de l'accord tripartite par la loi du 2 décembre 2022 a mis fin au jeu concurrentiel sur le marché du gaz naturel de sorte que le consommateur n'avait presque plus d'incitations financières pour changer de fournisseur.

3.2.2 MARCHÉ DE GROS – GAZ NATUREL

Sur le marché intégré BeLux, les fournisseurs désirant livrer au Luxembourg peuvent se procurer du gaz naturel sur le point d'échange de Zeebrugge (ZTP) ou via des points d'interconnexion entre la zone BeLux et les pays adjacents.

En 2025, les prix du gaz sur les marchés de gros ont continué à diminuer par rapport à 2024, notamment du fait d'une baisse de tension sur les marchés de gros. Les prix restent cependant supérieurs à ceux d'avant COVID et guerre en Ukraine.

Sur les marchés de gros, les fournisseurs ont choisi en 2025 les modes d'approvisionnement comme indiqués dans le Tableau 28 :

[117] Afin de préserver la lisibilité du graphique, les produits Nova n'y sont pas repris.

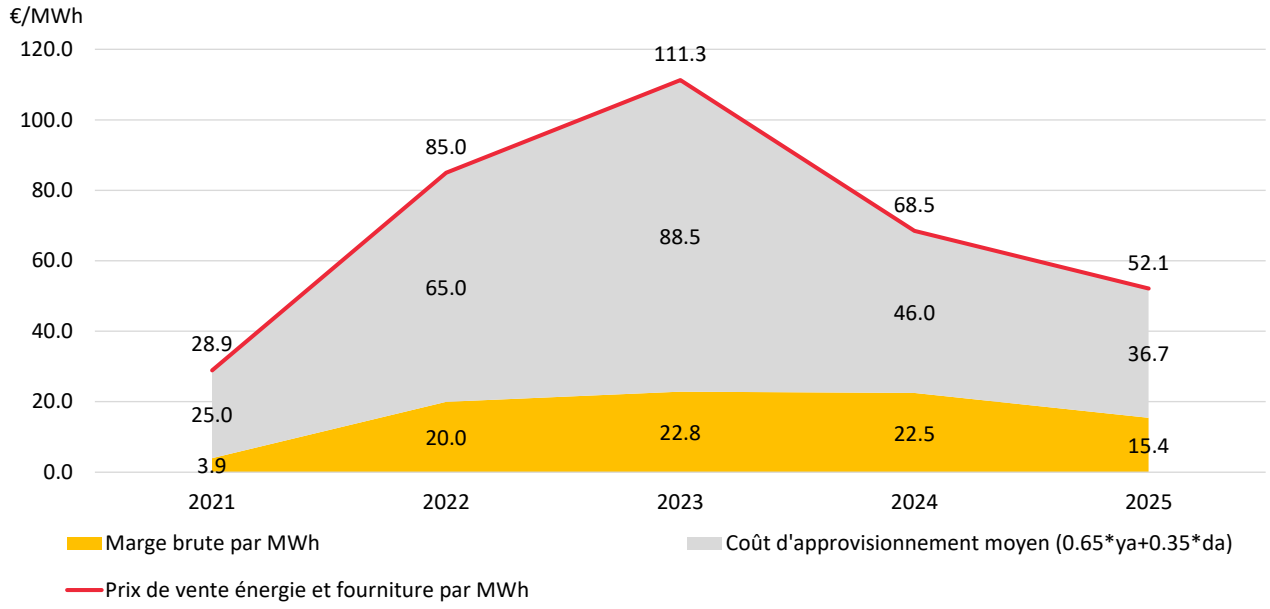
	MOYENNE 2023	MOYENNE 2024	**MOYENNE 2025**
Marchés organisés « SPOT » (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	18 %	17 %	**31 %**
Marchés organisés « à terme » (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts)	53 %	54 %	**41 %**
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	14 %	12 %	**13 %**
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans et ≤ 5 ans (p.ex. OTC)	0 %	0 %	**0 %**
Contrats à long terme avec des fournisseurs > 5 ans	15 %	17 %	**15 %**
Autres (p.ex. injecteurs nationaux)	0 %	0 %	**0 %**

Tableau 28: Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel

L'approvisionnement des fournisseurs s'est basé en 2025 à hauteur de 15% sur des contrats à long terme et à hauteur de 41% sur des contrats à terme conclus sur les marchés organisés à terme.

3.2.2.1 PRIX DU MARCHÉ DE GROS

Le Graphique 41 ci-dessous représente le développement de la marge brute en gaz naturel. Le coût d'approvisionnement moyen est estimé par une stratégie qui combine les prix de gros sur le marché « à terme » (TTF- Gas Base Load Futures - DM year-ahead) avec livraison entre 2021 et 2025 ainsi que le développement sur le marché *spot* (TTF – SM *day-ahead*[118]) pour les années 2021 à 2025.



Graphique 41: Évolution de la marge brute

La marge brute est calculée comme étant la composante « énergie et approvisionnement » de la facture des ménages, diminuée du prix de référence annuel de gros. Les résultats ne doivent pas être interprétés comme des marges bénéficiaires des fournisseurs ni

[118] Il s'agit du prix du marché au comptant pour le jour suivant, infrajournalier. Spot Market (SM) = marché au comptant : en comparaison à un marché à terme, la livraison des biens échangés et leur paiement ont lieu pratiquement simultanément et immédiatement. La valeur annuelle pour le présent graphique est la moyenne des prix mensuels moyens sur une année.

comme un classement de l'efficacité du marché de détail. Ils sont influencés par le calendrier des achats, les stratégies de couverture, la structure des contrats, la réglementation des prix, les mesures nationales de soutien et le prix de référence de gros retenu.

Pour un client résidentiel, et sous réserve des hypothèses prises, la marge brute des fournisseurs se situe à 15,4 €/MWh en 2025.

3.2.2.2 SURVEILLANCE DE L'INTÉGRITÉ ET DE LA TRANSPARENCE DES MARCHÉS DE GROS

Pour en savoir plus, le lecteur est invité à consulter le Chapitre 2.3.2.2.

3.2.2.3 ÉVOLUTION DE LA CONCURRENCE

En 2025, quatre fournisseurs avaient fourni du gaz naturel à des clients finals sur le marché luxembourgeois. Ceci n'inclut pas les shippers[119] qui n'approvisionnent pas de clients finals. Bien que le hub ZTP ne présente pas la liquidité du hub TTF, les moyens d'approvisionnement pour les fournisseurs actifs au Grand-Duché de Luxembourg sont simplifiés grâce à un accès direct au gaz de la Mer du Nord et de la Norvège, à l'interconnecteur avec la Grande-Bretagne, au terminal de GNL, aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négoce.

Le marché BeLux a pu être mis en place en 2015 sans augmentation significative du coût pour le consommateur et à des coûts opérationnels raisonnables, tout en offrant la sécurité d'approvisionnement pour les clients protégés, tel que requis par le règlement (UE) n°2017/1938 de la Commission du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n°994/2010.

3.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL

Par analogie au secteur électrique, les acteurs sont chargés de veiller à la sécurité d'approvisionnement. Les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de garantir la capacité à long terme des réseaux afin de répondre à des demandes raisonnables de capacités de transport de gaz naturel, tout en tenant compte de réserves suffisantes pour garantir un fonctionnement stable. Les gestionnaires de réseau de transport doivent également garantir une capacité de transport, une fiabilité du réseau et une sécurité d'exploitation du réseau adéquat pour contribuer à la sécurité de l'approvisionnement. Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie est chargé de surveiller ces aspects de la sécurité de l'approvisionnement.

Le Commissaire du Gouvernement à l'Énergie assure le suivi de l'état général des réseaux ainsi que la sécurité et la qualité de l'approvisionnement. À travers ses rapports, il expose les résultats de ce suivi et examine notamment le niveau de concurrence et les contrats d'approvisionnement en gaz naturel à long terme. Il a publié[120] son rapport le plus récent en juillet 2026.

3.3.1 LE RÈGLEMENT EUROPÉEN CONCERNANT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL

Le règlement (UE) n°2017/1938 de la Commission du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010 établit les dispositions qui visent à maintenir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et à mettre en œuvre des mesures exceptionnelles lorsque le marché ne peut plus garantir la sécurité de l'approvisionnement.

L'autorité compétente pour prendre les mesures nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et pour les mettre en œuvre est le ministre ayant l'Énergie dans ses attributions, conformément à l'article 14bis de la Loi Gaz.

Quant à l'Institut, il doit tenir compte, dans le cadre de l'approbation des tarifs de sortie, des coûts encourus pour respecter de manière efficiente l'obligation de veiller à ce que les infrastructures restantes en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière aient la capacité de satisfaire la demande de gaz naturel des clients protégés.

Le Luxembourg remplit ses obligations découlant de ce règlement par :

- la protection des clients protégés, renforcée grâce à l'intégration des marchés de gaz naturel luxembourgeois et belge depuis le 1er octobre 2015 ;
- la mise en place d'un plan d'action préventif et d'un plan d'urgence.

[119] Un shipper ou négociant en gaz naturel achète et vend du gaz sur les marchés de gros, puis organise son transport via les infrastructures existantes pour le livrer aux fournisseurs et/ou aux consommateurs finals.
[120] https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/publications/rapport-etude-analyse/20260731-versorgungssicherheitsbericht-gas-2026.pdf

Le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a publié en mars 2025 la mise à jour des plans d'action préventif[121] et d'urgence[122] prescrits par ce Règlement, y inclus le renfort de la coopération régionale dans ce domaine. Le plan d'action préventif contient une présentation des obligations imposées aux entreprises de gaz naturel au Luxembourg dans le cadre législatif en vigueur, les résultats de l'évaluation des risques, une évaluation de la situation de Luxembourg vis-à-vis des normes d'infrastructures et d'approvisionnement, ainsi qu'une présentation des mesures préventives visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement. Le plan d'urgence contient le cadre législatif luxembourgeois, la définition des niveaux de crise, une vue d'ensemble des acteurs et de leurs rôles respectifs, les modalités de déclenchement des niveaux de crise, ainsi que la présentation des étapes clés des procédures de crise et des flux d'information entre acteurs.

Le Luxembourg dispose néanmoins d'une dérogation, selon l'article 5(9) de ce règlement, en ce qui concerne la mise en œuvre de mesures nécessaires pour satisfaire la demande totale de gaz pendant une journée de demande en gaz exceptionnellement élevée en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière (critère N-1).

3.3.2 SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE EN GAZ NATUREL

L'évaluation de la sécurité d'approvisionnement doit comprendre toutes les étapes de la chaîne de valeur, de la production et de l'exploration du gaz naturel, du stockage, du transport jusqu'à la distribution.

Pour des raisons géologiques, techniques et économiques, le Luxembourg n'est pas en mesure d'assurer lui-même les étapes de production/exploration de gaz naturel, ainsi que le stockage. En effet, le Luxembourg ne dispose ni de champs d'exploration, ni des conditions géologiques pour le stockage en caverne ou en nappe aquifère. La seule source indigène est constituée par la bio-méthanisation et son injection directe dans le réseau de gaz naturel. Mis à part le stockage en conduite possible sur le territoire luxembourgeois, la flexibilité pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande doit être assurée par les moyens mis à disposition par les systèmes limitrophes. À cette fin, Creos a conclu un accord opérationnel d'équilibrage avec Fluxys pour gérer les flux en temps réel.

L'évolution des besoins en gaz naturel sont dépendants de la température et de nombreux facteurs économiques qui ne sont pas suivis de près par l'Institut. La Loi Gaz attribue la collecte et l'analyse de ces informations au ministère ayant l'Énergie dans ses attributions dans le cadre de sa compétence en matière de sécurité de l'approvisionnement.

Après la forte réduction de consommation de gaz naturel observée pendant la pandémie de Covid-19 en 2020, puis en 2022 et 2023 du fait de la crise énergétique, une baisse continue de la consommation de gaz naturel jusqu'en 2040 est attendue grâce aux efforts en matière d'efficacité énergétique et de décarbonisation.

Le risque de rupture d'approvisionnement est donc considéré comme très faible car le réseau apparaît aujourd'hui surdimensionné. Ainsi, l'intention politique est de ne plus étendre le réseau de gaz naturel et de promouvoir le passage à des alternatives sur base de sources renouvelables, de pompes à chaleur électriques et d'approvisionnement en hydrogène.

3.3.3 DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS EN GAZ NATUREL

Depuis le 1er octobre 2015, les mesures prises dans le cadre du projet BeLux garantissent des flux de 180.000 m^3/h en provenance de la Belgique, le complément pour couvrir la demande luxembourgeoise étant déterminée par Creos à partir des valeurs historiques des 4 dernières années gazières. Ce complément sert à définir la quantité de capacité conditionnelle trimestrielle offerte au point d'interconnexion Remich.

Etant donné la diminution continuelle de la consommation de gaz pour atteindre les objectifs de décarbonation, aucun développement des capacités de transport de gaz naturel n'est planifié.

3.3.4 MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL

Les gestionnaires de réseau doivent prendre toutes les mesures préventives nécessaires afin de limiter la dégradation de la sécurité, de la fiabilité ou de l'efficacité du réseau de transport ou de distribution ou de la qualité du gaz naturel en cas d'évènements exceptionnels annoncés ou prévisibles.

[121] https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/lu-plan-daction-preventif-mars-2025-version-finale.pdf
[122] https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/lu-plan-durgence-gaz-naturel-version-20250317-version-finale.pdf

En cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie ou de menace pour la sécurité physique ou la sûreté des personnes, des équipements ou des installations, ou encore pour l'intégrité du réseau, le Gouvernement, l'avis du régulateur demandé, peut prendre temporairement les mesures de sauvegarde nécessaires. L'Institut ne dispose pas de compétences propres pour imposer ou prendre des mesures d'urgence et de sauvegarde.

Le plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg[123] peut être consulté sur le site web du GRT.

En outre, un mécanisme d'effaçabilité introduit dans le cadre du marché intégré BeLux constitue une mesure supplémentaire pour éviter le déclenchement des mesures du plan de délestage en cas d'événements exceptionnels annoncés ou prévisibles. Les clients non protégés au sens du règlement (UE) n° 2017/1938 peuvent choisir d'être effaçables à la demande du gestionnaire de réseau de distribution. L'activation du mécanisme d'effaçabilité est considérée comme mesure supplémentaire pour éviter le déclenchement des mesures d'urgence et de sauvegarde du plan de délestage en cas d'événements exceptionnels annoncés ou prévisibles conformément à l'article 18 de la Loi Gaz.

Conformément au cadre du règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz, introduit dans la Loi Gaz telle que modifiée le 9 juin 2023, les fournisseurs actifs au Luxembourg ont l'obligation de conclure des arrangements prévoyant au 1er novembre de chaque année le stockage de gaz naturel dans des États membres de l'Union européenne disposant de stockages souterrains de gaz naturel à hauteur de 15 % de leurs fournitures moyennes sur les cinq dernières années à leurs clients situés au Luxembourg. L'échéance a depuis été établie pour le 1er décembre au plus tard par le règlement (UE) 2025/1733 du Parlement européen et du Conseil du 18 juillet 2025[124]. Ces obligations ont été remplies par les fournisseurs pour l'année 2025[125].

3.3.5 CYBERSÉCURITÉ

Voir les explications respectives dans le Chapitre 2.4.4 « Cybersécurité ».

3.4 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE – GAZ NATUREL & HYDROGÈNE

3.4.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL – GAZ NATUREL & HYDROGÈNE

La loi du 31 mars 2025 relative à l'établissement de réseaux de transport d'hydrogène[126] (ci-après la « Loi hydrogène ») pose un cadre légal national pour créer, exploiter et développer des réseaux d'hydrogène au Luxembourg. Ses objectifs principaux sont de soutenir la décarbonation des secteurs difficiles à électrifier, d'intégrer l'hydrogène renouvelable et de garantir la sécurité et la qualité d'approvisionnement en hydrogène. La Loi hydrogène est entrée en vigueur le 7 avril 2025.

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 viendra modifier le cadre national en matière de gaz naturel et d'hydrogène qui est actuellement en vigueur. L'article 94 de la directive (UE) 2024/1788 précitée prévoit une transposition en droit national au plus tard le 5 août 2026. Au Luxembourg, il faut s'attendre néanmoins à un retard dans la transposition de la directive (UE) 2024/1788 précitée.

[123] http://www.creos-net.lu/entreprises/gaz-naturel/professionnels-dso/plan-de-delestage.html.
[124] Règlement (UE) 2025/1733 du Parlement européen et du Conseil du 18 juillet 2025 modifiant le règlement (UE) 2017/1938 en ce qui concerne le rôle du stockage de gaz dans la sécurité de l'approvisionnement en gaz avant la saison hivernale, qui a été publié au Journal officiel de l'Union européenne le 10 septembre 2025 (L 2025/1733) et est entré en vigueur le 11 septembre 2025.
[125] https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/20240731-versorgungssicherheitsbericht-gas-2024.pdf
[126] Loi du 31 mars 2025 relative à l'établissement de réseaux de transport d'hydrogène, qui a été publié au Journal officiel du Grand-Duché de Luxembourg, Mémorial A, N° 118 du 3 avril 2025 et est entrée en vigueur le 7 avril 2025.

3.4.2 MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN – GAZ NATUREL & HYDROGÈNE

En vue d'éliminer les risques pour le commerce et la sécurité de l'approvisionnement résultant des échanges de gaz naturel avec la Fédération de Russie, le règlement (UE) 2026/261 du Parlement européen et du Conseil du 26 janvier 2026[127] interdit de manière progressive toutes les importations de gaz naturel russe, par gazoduc et sous forme de gaz naturel liquéfié, à partir du 18 mars 2026, sauf dérogations temporaires. Par ailleurs, ce règlement soumet, à partir du 18 février 2026, les importations de gaz naturel à une autorisation préalable aux fins de vérification du pays de production et, le cas échéant, des conditions de dérogations temporaires, avant l'entrée du gaz sur le territoire douanier de l'Union. La décision d'exécution (UE) 2026/335 de la Commission du 9 février 2026[128] exempte certains pays tiers de cette obligation d'autorisation préalable (Algérie, Nigeria, Norvège, Qatar, Royaume-Uni, États-Unis).

Afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement en hiver, le règlement (UE) 2025/1733 du Parlement européen et du Conseil du 18 juillet 2025[129] prolonge les mesures existantes en matière de remplissage des installations de stockage souterrain de gaz jusqu'au 31 décembre 2027. Les objectifs de remplissage contraignants de 90% devront désormais être atteint jusqu'au 1er décembre de chaque année. Néanmoins, ce règlement introduit également une certaine flexibilité dans l'application de ces mesures notamment en cas de conditions difficiles. Lorsqu'un État membre[130] ne dispose pas d'installations de stockage souterrain de gaz, les accords entre les acteurs du marché de cet État membre avec les gestionnaires d'installations de stockage souterrain ou d'autres acteurs du marché dans les États membres disposant d'installations de stockage souterrain de gaz devront prévoir l'utilisation, désormais pour le 1er décembre au plus tard, de volumes de stockage correspondant à au moins 15% de la consommation annuelle moyenne de gaz des cinq années précédentes de l'État membre sans installations de stockage souterrain de gaz.

La Commission européenne a adressé des recommandations[131] aux États membres sur la mise en œuvre des objectifs en matière de remplissage des installations de stockage en gaz en 2025 en vue, en particulier, d'éviter toute distorsion du marché intérieur de l'énergie.

Au cours de l'année 2025, la Commission a également débuté les travaux de révision du règlement (UE) 2017/459 de la Commission du 16 mars 2017[132] (« CAM ») visant notamment à optimiser l'infrastructure existante et à améliorer la transparence du calcul de la capacité afin d'atteindre les objectifs de décarbonisation du marché du gaz. La Commission propose également d'introduire des possibilités d'enchères supplémentaires et de nouveaux produits de capacité.

La section 2.3.2.2 du présent rapport reprend la révision des règles relatives à l'intégrité et la transparence sur le marché de gros de l'énergie dans l'Union européenne (REMIT).

3.5 LANCEMENT DU MARCHÉ DE L'HYDROGÈNE

Le ministère de l'Économie a lancé un appel à projets du 31 octobre 2024 jusqu'au 15 février 2025, visant à encourager les entreprises à produire de l'hydrogène renouvelable sur le territoire national. Dans le cadre de cet appel à projets, le ministère de l'Économie avait mis à disposition un budget de 110 millions d'euros, dont une partie dédiée aux aides à l'investissement et l'autre au versement

[127] Règlement (UE) 2026/261 du Parlement européen et du Conseil du 26 janvier 2026 relatif à la suppression progressive des importations de gaz naturel russe et à la préparation de la suppression progressive des importations de pétrole russe, ainsi qu'à l'amélioration de la surveillance des dépendances énergétiques potentielles, et modifiant le règlement (UE) 2017/1938, qui a été publié au Journal officiel de l'Union européenne le 2 février 2026 (L 2026/261) et est entré en vigueur le 3 février 2026.
[128] Décision d'exécution (UE) 2026/335 de la Commission du 9 février 2026 établissant la liste des pays tiers exemptés d'autorisation préalable pour importer du gaz dans l'Union en application de l'article 5, paragraphe 4, du règlement (UE) 2026/261 du Parlement européen et du Conseil, qui a été publiée au Journal officiel de l'Union européenne le 10 février 2026 (L 2026/335) et est entré en vigueur le 11 février 2026.
[129] Règlement (UE) 2025/1733 du Parlement européen et du Conseil du 18 juillet 2025 modifiant le règlement (UE) 2017/1938 en ce qui concerne le rôle du stockage de gaz dans la sécurité de l'approvisionnement en gaz avant la saison hivernale, qui a été publié au Journal officiel de l'Union européenne le 10 septembre 2025 (L 2025/1733) et est entré en vigueur le 11 septembre 2025.
[130] Le Luxembourg ne dispose pas d'installations de stockage souterrain de gaz.
[131] Recommandation (UE) 2025/466 de la Commission du 5 mars 2025 sur la mise en œuvre des objectifs en matière de remplissage des installations de stockage de gaz en 2025, qui a été publiée au Journal officiel de l'Union européenne le 6 mars 2025.
[132] Règlement (UE) 2017/459 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz et abrogeant le règlement (UE) n° 984/2013, qui a été publié au Journal officiel de l'Union européenne le 17 mars 2017 (L 72/1) et est entré en vigueur le 6 avril 2017.

d'aides opérationnelles. L'objectif de ce budget est de soutenir l'installation d'environ 12 MW de capacité d'électrolyse pour la production d'hydrogène renouvelable. Deux projets ont été sélectionnés :

- LuxHyVal Green Hydrogen Production, porté par Enovos S.A., prévoyant une capacité d'électrolyse de 5 MW.
- ECHO-WAVE, porté par Energiwiss Kielen S.A.R.L., visant une capacité d'électrolyse de 2,5 MW.[133]

Ces initiatives devraient permettre la production et la commercialisation d'environ 500 tonnes d'hydrogène par an. Le montant total de l'aide étatique accordée à ces projets s'élève à 47 millions d'euros, couvrant une période de subvention pouvant aller jusqu'à trois ans, pour la réalisation des projets, et jusqu'à dix ans, pour l'exploitation de l'installation.

La société Creos Luxembourg Hydrogen S.A. a été désignée comme gestionnaire de réseau d'hydrogène au Grand-Duché de Luxembourg, en vertu de l'autorisation ministérielle du 18 novembre 2025, avec effet au 1er décembre 2025, en vertu de la Loi hydrogène (voir chapitre 3.4.1). Dans ce contexte, l'Institut a été désigné autorité de régulation du marché de l'hydrogène.

Enfin, en décembre 2025, le projet HY4Link destiné à établir un couloir de transport de l'hydrogène reliant le Luxembourg, la France, la Belgique et l'Allemagne, a été inscrit sur la liste des PCIs de l'Union européenne, offrant ainsi la possibilité d'un accès à des financements européens comme le CEF (Connection Europe Facility) et à des procédures d'autorisation simplifiées. Ce projet porté par les opérateurs luxembourgeois - Creos Luxembourg Hydrogen -, belge - Fluxys Hydrogen - et français - Natran, permettra de connecter les clusters de demande en hydrogène industriel dans ces quatre pays avec les centres de fourniture d'hydrogène vert le long de la mer du Nord et les hubs d'importation situés à Anvers, Zeebrugge, Rotterdam et Dunkerque. La mise en service de ce gazoduc est envisagée d'ici 2035 selon le plan de développement européen décennal établi en 2026.

.

[133] Voir chapitre 2.1.2.3.2 Projets à caractère expérimental

4 PROTECTION ET AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS

Les directives du Paquet énergie propre pour tous les européens et la législation nationale confèrent désormais à l'autorité de régulation des compétences élargies en matière de protection des consommateurs, en particulier l'obligation de contribuer à garantir l'effectivité des mesures de protection des consommateurs, de veiller au respect des obligations de service public et de permettre aux consommateurs un accès aisé à leurs données de consommation.

Dans le cadre de la notification du contrat-type de fourniture intégrée, l'Institut surveille l'effectivité et la mise en œuvre des mesures de protection des consommateurs prévues à l'Annexe I de la directive 2019/944/CE, respectivement à l'Annexe I de la directive 2009/73/CE.

La directive 2019/944 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité a placé la protection des consommateurs au centre de la transition énergétique et a équipé les consommateurs avec de nouvelles dispositions pour leur permettre de devenir des acteurs actifs du marché de l'énergie.

La Loi du 9 juin 2023 modifiant : 1° la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; 2° la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel a transposé en loi nationale électricité la plupart des dispositions en matière de protection des consommateurs découlant de la directive 2019/944/CE.

4.1 OBLIGATIONS DES FOURNISSEURS EN MATIÈRE DE PROTECTION DES CONSOMMATEURS

La Loi du 9 juin 2023 a introduit des nouveaux éléments en relation avec la protection des consommateurs, notamment :

- L'obligation de conclure un contrat de fourniture et de fournir aux clients des informations précontractuelles avant la conclusion du contrat de fourniture ;

Selon l'article 48 de Loi électricité les fournisseurs d'électricité sont tenus de conclure avec leurs clients finals des contrats dûment signés, c'est-à-dire que le début de fourniture ne peut pas être lancé sans que le contrat de fourniture ait été valablement conclu.

- L'obligation d'informer les clients directement et au préalable avant un ajustement de prix ;
- L'obligation d'inclure des informations supplémentaires dans ou avec les factures ou décomptes périodiques ou par référence claire aux clients ;
- L'obligation de faciliter l'accès aux informations complémentaires sur la consommation passée.

4.2 QUALITÉ DE SERVICE

Conscient de l'importance de la qualité de service du gestionnaire de réseau envers le client, l'Institut avait mis en place un suivi de certains indicateurs de qualité de service des GRDs. Une révision complète du dispositif mis en place pour surveiller cette qualité sera néanmoins nécessaire afin de mieux tenir compte des développements, défis et enjeux des secteurs concernés.

Dans le secteur électrique, le règlement E15/60/ILR du 18 décembre 2015 détermine les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité du service de l'électricité.

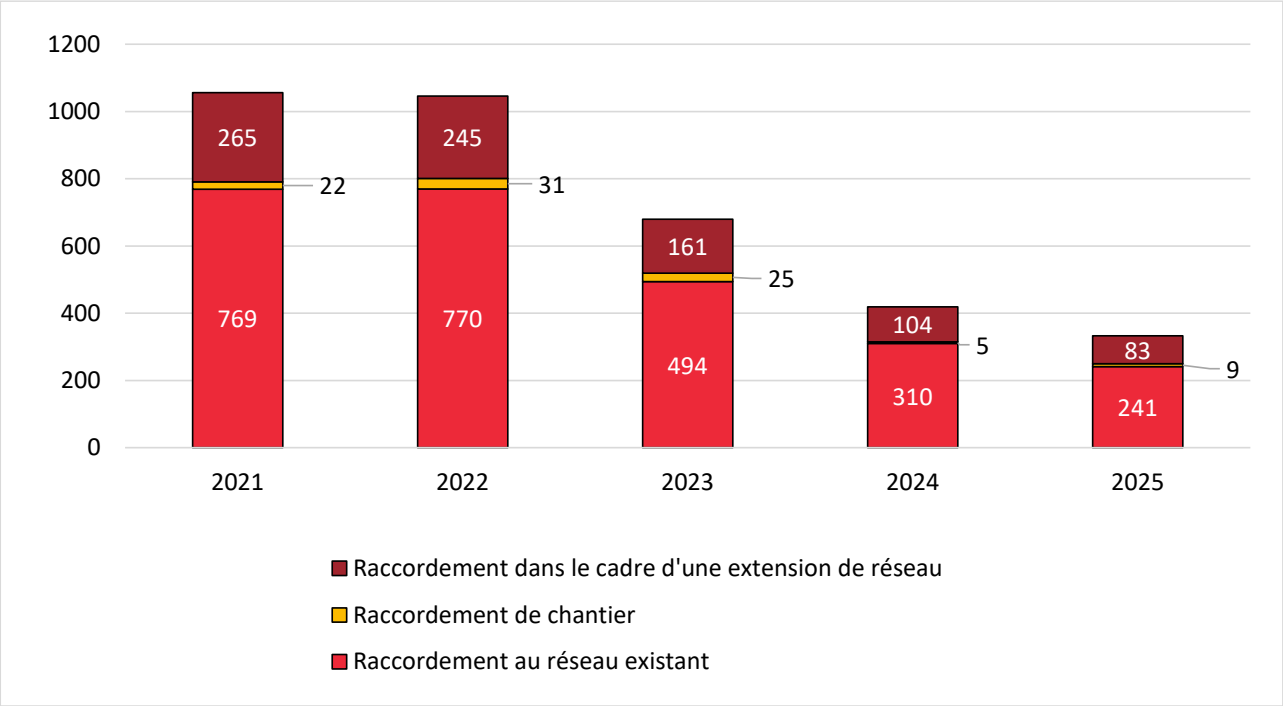
Dans le secteur du gaz naturel, le règlement E15/61/ILR du 18 décembre 2015 détermine les modalités concernant la mesure et la documentation de la qualité du service du gaz naturel qui forment la base pour ce monitoring.

Pour les deux secteurs le règlement grand-ducal du 27 août 2014 relatif aux modalités de comptage de l'énergie électrique et du gaz naturel, exige la mise à disposition des données de comptage, aux fournisseurs d'électricité au plus tard à 8 heures le lendemain, et aux fournisseurs de gaz naturel au plus tard le lendemain à midi. Par rapport à ces exigences l'Institut a mis en place un suivi du déploiement des compteurs intelligents et de la transmission des données.

4.2.1 NOUVEAUX RACCORDEMENTS

En ce qui concerne le traitement des demandes de raccordement dans le secteur électricité, l'Institut constate que le nombre total de ces demandes est en constante augmentation (+42 % en 2024 et +15 % en 2025), le pourcentage de demandes de raccordement n'ayant pas été satisfaites dans les délais prescrits a rebasculé au niveau de 2023. Pour 33 des 3 760 demandes (1,1 %), le traitement initial du dossier n'a pas été effectué dans les 10 jours ouvrables (contre 2,2 % d'un total de 3 262 demandes en 2024), alors que 0,8 % des raccordements en basse tension n'ont pas été finalisés endéans les 30 jours (contre 0,5 % en 2024).

Dans le secteur du gaz naturel, les GRDs gaz ont mis en service un total de 333 nouveaux raccordements en 2025. Ils indiquent ne pas avoir dépassé le délai maximal des 30 jours pour le traitement d'une demande de raccordement. Les types de raccordements de gaz naturel effectués sont repris dans le Graphique 42 ci-dessous. L'évolution des chiffres montre une diminution des demandes de raccordement les dernières années.

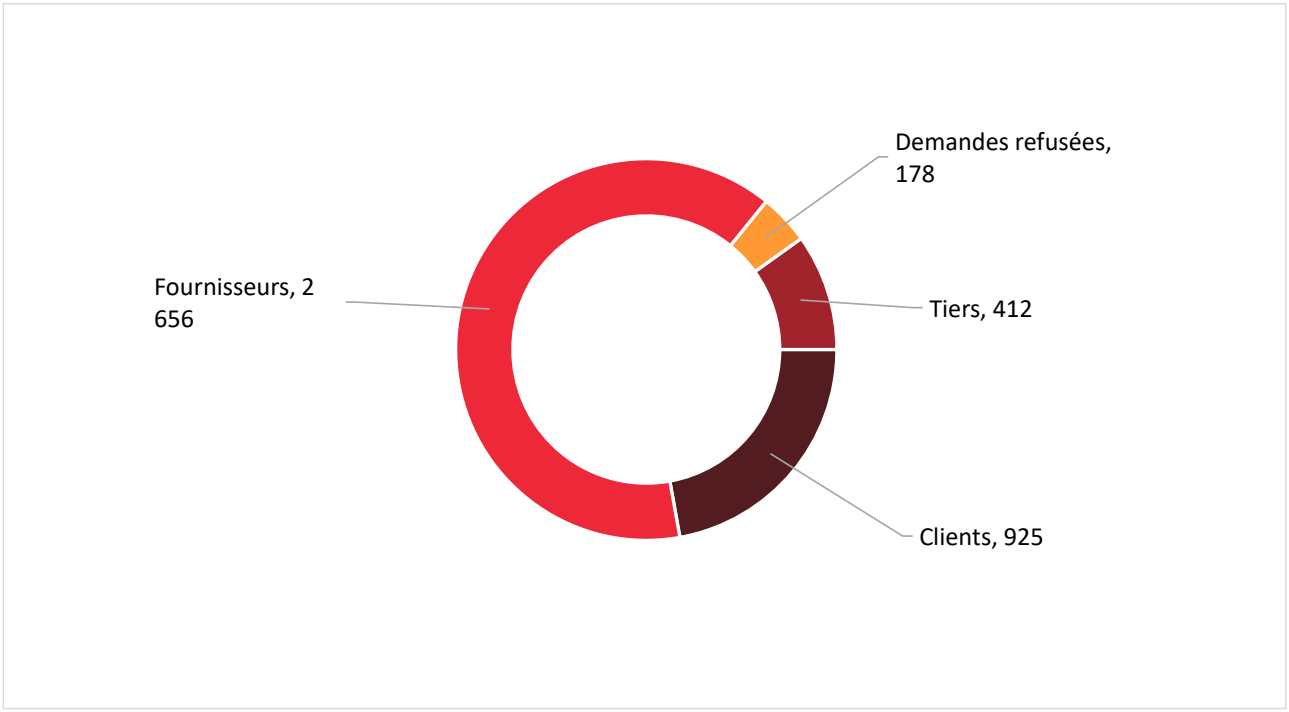


Graphique 42 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2025 par type de raccordement

4.2.2 DEMANDES DE DONNÉES DE CONSOMMATION

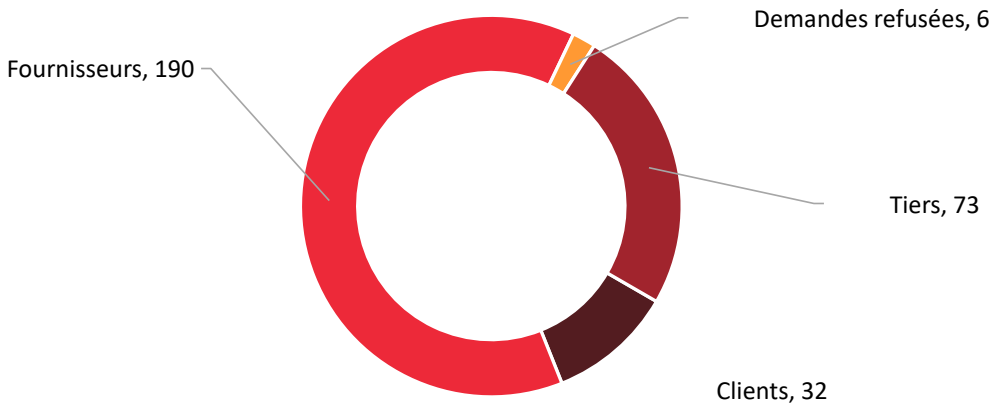
En 2025, un total de 4 171 demandes de données de consommation dans le secteur électricité a été adressé aux GRDs, ce qui est pratiquement identique au nombre de demandes de 2024 (4 165). 178 demandes ont été refusées.

Comme le montre le Graphique 43, la majorité de ces demandes (64 %) proviennent de fournisseurs alors que 22 % émanent directement de clients et 10 % de tiers, par exemple de conseillers en énergie.



Graphique 43 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur

Les GRDs de gaz naturel ont reçu 301 demandes de données de consommation en 2025. Le Graphique 44 renseigne la répartition des catégories de demandeurs.

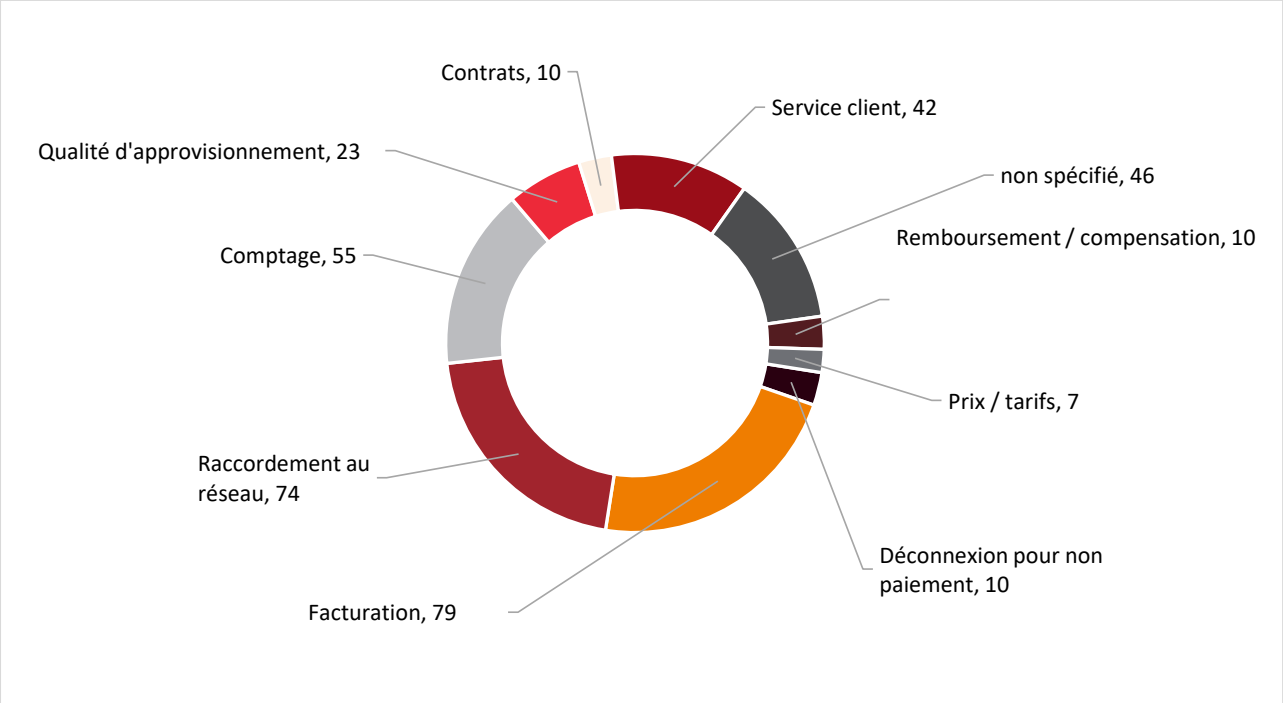


Graphique 44 : Nombre de demandes de données de consommation de gaz naturel en 2025 par type de demandeur

Il est à remarquer que le consommateur dispose entretemps de la possibilité de consulter ses données sur la plateforme nationale des données énergétiques LENEDA et d'y attribuer des droits d'accès aux données à des tiers.

4.2.3 RÉCLAMATIONS

Les GRDs du secteur électrique indiquent avoir reçu 356 réclamations au cours de l'année 2025. Comme illustré dans le Graphique 45 ci-dessous, ces réclamations concernent divers sujets. L'Institut constate que 41 % de ces réclamations n'ont pas été traitées endéans un délai de 5 jours ouvrables. L'Institut va continuer de suivre de près les développements dans la gestion des réclamations par les GRDs.



Graphique 45 : Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause

Les GRDs de gaz naturel indiquent avoir reçu 22 réclamations en 2025. 10 n'ont pas été traitées endéans les 5 jours ouvrables, 4 demandes concernaient le raccordement au réseau, 8 le comptage, 3 les factures, 1 l'activation de l'alimentation en gaz naturel et 5 demandes concernaient la qualité d'approvisionnement. Les systèmes informatiques des GRDs ne permettent pas tous de retracer les réclamations des clients.

4.3 PROCÉDURES DE RÈGLEMENT DE LITIGE EXTRAJUDICIAIRE

4.3.1 PROCÉDURE DE MÉDIATION

La médiation est un mode extrajudiciaire, transparent, rapide et gratuit de résolution de litige, ouvert à tout client final résidentiel mécontent de son fournisseur et/ou de son gestionnaire de réseau (dans le secteur de l'électricité, depuis la loi du 9 juin 2023, il n'est plus fait la distinction entre client final et client résidentiel, si ce n'est que pour dire que la médiation dans laquelle est engagée un client résidentiel est obligatoire pour l'entreprise d'électricité)[134]. Le rôle du Service Médiation de l'Institut est de traiter, à la demande du consommateur concerné, toute réclamation qui n'a pas été traitée de manière satisfaisante dans le cadre des

[134] Article 6 de la Loi Électricité, respectivement l'article 10 de la Loi Gaz naturel.

procédures de réclamation internes, mises en place par les entreprises d'électricité ou de gaz naturel. Le but de la médiation est de concilier les parties ; à cette fin, l'Institut demande une prise de position des deux parties et propose une solution que ce soit sur base de dispositions légales ou en équité. Néanmoins, la proposition de solution du litige est non contraignante et les parties sont libres de l'accepter ou de la refuser.

En 2025, l'Institut a appliqué la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel[135] en conformité avec les dispositions de la loi en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation entrées en vigueur en 2016[136]. Les clients (résidentiels et professionnels depuis juin 2023) peuvent bénéficier gratuitement des services de médiation offerts par l'Institut, en vue de trouver une solution simple et rapide à une situation litigieuse les opposant à leurs fournisseurs et les gestionnaires de réseau présents sur le marché de l'énergie luxembourgeois. Une entreprise peut saisir le médiateur depuis juin 2023, date d'entrée en vigueur de la nouvelle loi du 9 juin 2023. Pourtant l'obligation de participation à la médiation incombe au fournisseur ou gestionnaire de réseau uniquement en cas de médiation ouverte par un client résidentiel.

Les demandes de médiation peuvent être introduites en ligne via le site Internet de l'Institut dans les trois langues administratives. Les parties à la médiation peuvent également communiquer avec le médiateur par voie électronique[137].

Depuis novembre 2016, l'Institut est reconnu par le ministère de l'Économie en tant qu'entité qualifiée de médiation qui satisfait aux exigences légales en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation et figure de ce fait sur une liste officielle au sein de l'Union Européenne[138]. La directive électricité 2019/944 réitère dans son Article 26 du Chapitre III le droit des consommateurs à un règlement extrajudiciaire des litiges.

Dans le domaine de l'énergie, 22 demandes concernaient l'électricité et 3 le gaz naturel. Les problèmes en matière d'énergie restent principalement liés aux décomptes annuels et redressements qui ont lieu après des lectures erronées des anciens compteurs lors de l'installation d'un compteur intelligent et des redressements des factures après une confusion de compteurs entre voisins ou encore des consommations estimées trop élevées par le client. Quelques dossiers concernaient l'application de frais supplémentaires en cas de dépassement de la puissance de référence initialement définie et introduite en 2025 ou en général la tarification et les coûts de l'énergie électrique.

38% des demandes de médiation en matière d'énergie ont abouti à un accord, 24% se sont soldées par un échec, 24% des demandeurs se sont retirés de la procédure et le Médiateur a refusé 14% des dossiers de médiation.

Depuis la modification de la loi relative à l'organisation du marché de l'électricité en 2023, le défendeur est obligé de participer à une médiation introduite par un client résidentiel (consommateur, personne privée), ce qui ne l'empêche pas de pouvoir se retirer ultérieurement. Donc uniquement les médiations en matière de gaz naturel ou introduites par un consommateur professionnel en matière d'électricité peuvent encore être refusées par un défendeur. En 2025, aucune de ces médiations n'a été refusée par le défendeur.

4.3.2 RÈGLEMENT DE LITIGES

L'Institut agit sur deux niveaux en tant qu'autorité de règlement extrajudiciaire de litige : il procède à une médiation entre les clients finals et les gestionnaires de réseau ou fournisseurs (voir section 4.3.1) et il tranche des réclamations introduites contre une entreprise d'électricité ou de gaz naturel en ce qui concerne des domaines limitativement énumérés au sens de l'article 63 de la loi Électricité, respectivement de l'article 59 de la loi Gaz.

En sa qualité d'autorité de règlement de litige, autorisée à trancher des réclamations de toute partie ayant un grief à faire valoir contre une entreprise d'électricité ou de gaz naturel, l'Institut doit suivre une procédure fixée par la loi[139]. Le recours à l'Institut est ainsi limité aux réclamations ayant trait à l'application :

[135] Règlement E16/16/ILR du 25 avril 2016 fixant la procédure de médiation en matière d'électricité.
Règlement E16/17/ILR du 25 avril 2016 fixant la procédure de médiation en matière de gaz naturel.
[136] Loi du 17 février 2016 portant introduction du règlement extrajudiciaire des litiges de consommation dans le Code de la consommation et modifiant certaines autres dispositions du Code de la consommation, Mémorial A n° 60.
[137] Site Internet dédié au Service Médiation de l'Institut mediation.ilr.lu. Contact : mediation@ilr.lu
[138] Liste des Organismes de règlement des litiges sur le site Internet de la Commission européenne pour les Consommateurs.
[139] Article 63 de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; article 59 de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

- du droit (électricité) et des conditions d'accès au réseau ;
- des conditions et tarifs de raccordement ;
- des conditions et tarifs d'utilisation du réseau ;
- des conditions et tarifs de comptage ;
- des conditions et tarifs du service d'équilibrage et d'ajustement (gaz naturel) ;
- des conditions d'appel des installations de production (électricité) ;
- du service universel (électricité) ;
- des obligations de service public.

Le droit d'enquête de l'Institut dans le cadre de la procédure de règlement d'une réclamation se limite cependant à la demande de présentation des observations des parties concernées et à la demande d'informations complémentaires le cas échéant. Contrairement à la procédure de la médiation, l'Institut prend une décision contraignante pour résoudre le litige entre parties, il se met donc à la place d'un juge. Cependant, l'Institut ne peut pas prendre l'initiative pour trancher un litige entre parties dont il aurait connaissance tant qu'il n'est pas saisi par une des parties de ce litige.

Deux réclamations au sens de l'article 63 de la loi Électricité, a été introduit au cours de l'année 2025.

4.3.3 DEMANDES DE RÉEXAMEN DE DÉCISIONS DE L'INSTITUT

Outre le règlement de litiges entre parties, l'Institut peut encore être saisi par une partie s'estimant lésée par une décision de l'Institut sur les méthodes ou tarifs proposés ; la partie peut alors demander à l'Institut un réexamen de sa décision sans que cette demande ne mette la décision litigieuse en suspens. Les demandes de réexamen de certaines décisions de l'ILR sont prévues aux articles 64 de la Loi Électricité, respectivement 59bis de la Loi Gaz. Aucune demande n'a été introduite dans ce sens en 2025.

4.4 ACTIVITÉS D'INFORMATION AUX CONSOMMATEURS

Tout consommateur peut consulter les publications sur le site Internet de l'Institut concernant le marché de l'électricité et du gaz naturel et faire part de ses commentaires à l'Institut dans le cadre des consultations publiques publiées sur le site Internet de l'Institut[140].

Au cours de l'année 2025 l'Institut a publié 3 communiqués de presse dans le secteur de l'énergie et organisé 3 consultations publiques pour le marché de l'électricité.

Pour rester informés des travaux menés par l'Institut, les consommateurs sont invités à s'inscrire aux newsletters de l'Institut en choisissant les secteurs d'intérêt[141].

4.4.1 GUICHET UNIQUE DE L'ÉNERGIE

L'Institut, en sa qualité de guichet unique[142], a mis à disposition des consommateurs de l'énergie le portail https://myilr.lu/mes-questions/energie/. Ce portail, géré par l'Institut, fournit au consommateur résidentiel luxembourgeois une série d'informations sur ses droits et devoirs dans le contexte du marché libéralisé de l'énergie.

Les consommateurs sont invités à s'informer également sur le site de l'Institut[143]. Le site Internet renseigne entre autres sur les acteurs des marchés de l'électricité et du gaz naturel, le libre choix du fournisseur et le changement de fournisseur, le comparateur de prix d'électricité (Calculix), l'étiquetage de l'électricité, la facture d'électricité, la médiation, le mix d'électricité et le raccordement au réseau. Enfin, un aide-mémoire comprenant des informations pratiques sur les droits des consommateurs, ainsi qu'un glossaire, sont disponibles sur le site de l'Institut. La directive électricité 2019/944 réitère dans son article 25 la nécessité que chaque État membre ait un guichet unique afin de fournir aux clients l'ensemble des informations nécessaires concernant leurs droits et les mécanismes de règlement des litiges à leur disposition en cas de litige.

Tout consommateur, comme tout acteur de marché, peut contacter le guichet unique de l'Institut par courriel à l'adresse stroumagas@ilr.lu ou par téléphone au numéro +352 28 228 888 pour obtenir plus d'informations sur le fonctionnement du marché

[140] Sources : (i) Communiqués de presse : électricité et gaz naturel ; (ii) consultations publiques : électricité et gaz naturel.
[141] Pour s'inscrire à la Newsletter de l'ILR il suffit de remplir le formulaire d'inscription en ligne situé en bas de la page.
[142] Article 54(9) de la Loi Électricité, respectivement l'article 12(8) de la Loi Gaz naturel.
[143] https://www.myilr.lu/mes-questions/energie/

de l'énergie au Luxembourg. Au cours de l'année 2025, le Service Énergie de l'Institut a enregistré 267 demandes d'information de la part du grand public (clients résidentiels et non résidentiels, presse, autres autorités et instituts de recherche) parvenues par voie électronique[144]. Le Service Énergie est également joignable par téléphone via la Hotline Énergie[145]. Les demandes d'information portaient principalement sur une explication des composantes de la facture, sur des renseignements concernant la structure tarifaire et les coûts liés au raccordement au réseau (par exemple prime de puissance – composante capacité, mécanisme de compensation), une explication du système des Garanties d'Origine et transposition nationale de la Directive (UE) 2018/2001 (REDII) et du système de mise aux enchères des Garanties d'Origine, sur les statistiques de production d'électricité à partir de sources renouvelables au Luxembourg, sur l'autoproduction/ autoconsommation/ partage et communautés énergétiques, le changement de fournisseur, la facturation, l'électromobilité, le système de licences pour nouveaux acteurs de marché, le fonctionnement de Calculix et les compteurs intelligents.

4.4.2 OUTIL DE COMPARAISON DES OFFRES – CALCULIX.LU

La directive électricité 2019/944 instaure dans son Article 14 du Chapitre III le droit pour les consommateurs de bénéficier d'un outil de comparaison des offres : « Les États membres veillent à ce qu'au moins les clients résidentiels et les microentreprises, dont la consommation annuelle estimée est inférieure à 100.000 kWh, aient accès gratuitement à au moins un outil de comparaison des offres de fournisseurs, y compris les offres pour des contrats d'électricité à tarification dynamique ».

L'Institut encourage les clients à procéder à l'analyse des produits électricité et gaz naturel afin de choisir le produit et le fournisseur répondant au mieux à leurs attentes. Le client résidentiel et le client professionnel avec une consommation maximale allant jusqu'à 500.000 kWh/an en électricité (et 600.000 kWh/an en gaz naturel) peuvent comparer les produits disponibles sur www.calculix.lu, qui facilite la comparaison de l'ensemble des produits pour les clients de ces segments.

L'Institut constate que le consommateur doit être mieux informé sur la formation des prix, ainsi que sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel et la façon d'y participer. Parmi les obligations introduites par la loi du 9 juin 2023 figure notamment l'obligation pour les fournisseurs de publier dans les factures la composition du prix de la fourniture intégrée avec ses différentes composantes (frais réseau, énergie et fourniture, taxes et TVA), les remises éventuelles etc. [146] ou encore la manière selon laquelle les prix sont censés évoluer. Ces informations devraient être facilement accessibles, par exemple sur les sites Internet et aux points de vente des fournisseurs. Une augmentation significative de la transparence de l'évolution des prix de la fourniture pourrait être atteinte, si les fournisseurs proposaient des formules de prix se basant sur des indicateurs publiquement accessibles ou rendaient accessibles les formules sur lesquelles se base le calcul de leur prix.

Le comparateur de prix Calculix (www.calculix.lu) permet de comparer des offres de prix en fonction d'heures spécifiques de consommation, des prix dynamiques ou des simples produits pour lesquels le fournisseur adapte plus ou moins régulièrement son prix. Le comparateur propose toute une série de fonctionnalités : Il est possible de rechercher des produits à prix garanti ou à prix flexible, ou encore de filtrer en fonction des remises ou des produits à base d'énergie renouvelable. En plus de comparer les prix d'électricité et de gaz naturel pour les ménages, Calculix compare aussi les prix pour les petites et moyennes entreprises avec sa rubrique « Calculix Business ».

En 2025, l'Institut a continué à collaborer avec E-Control, l'autorité autrichienne de régulation de l'énergie, pour développer le comparateur de prix et l'adapter aux exigences du marché et de ses acteurs. Afin de permettre aux consommateurs de comparer des nouveaux produits de type « Time-of-Use », par exemple les produits de recharge pour la mobilité électrique, des courbes de charge correspondantes ont été intégrées dans Calculix. L'avantage financier de ces produits dépend fortement du comportement de l'utilisateur.

[144] Via le formulaire en ligne pour contacter l'Institut, ou via l'adresse électronique du Service Energie : energie@ilr.lu ou via l'adresse stroumagas@ilr.lu.
[145] Le numéro de la Hotline Energie est le suivant : (+352) 28 228 888, disponible sur le site www.calculix.lu.
[146] Ces informations sont disponibles sur calculix.lu ainsi qu'expliquées par de vidéos publiées sur YouTube par l'Institut.

4.5 LE CONSOMMATEUR AU CENTRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Les progrès technologiques réalisés dans la gestion du réseau et la production d'électricité à partir de sources renouvelables ainsi que dans l'informatisation des données énergétiques ont ouvert de nombreuses perspectives pour les consommateurs. L'absence d'informations en temps réel ou quasi réel fournies aux consommateurs quant à leur consommation d'énergies et quant aux prix horaires pratiqués sur les marchés de gros les avait empêchés par le passé d'être des participants actifs sur le marché de l'énergie et dans la transition énergétique. En donnant aux consommateurs les moyens d'agir et en leur donnant les outils nécessaires pour participer davantage, y compris par de nouveaux moyens, au marché de l'énergie, l'objectif est de faire profiter les citoyens de l'Union du marché intérieur de l'électricité et de réaliser les objectifs de l'Union en matière d'énergies renouvelables.

L'autonomisation des consommateurs s'articule autour des cinq axes susmentionnés dont le premier consiste en la possibilité de choisir un contrat de fourniture se basant sur des prix qui varient régulièrement en fonction des prix du marché de gros. À noter que les prix sur le marché de gros sont généralement faibles pendant les heures à forte production électrique provenant de sources d'énergie renouvelables. Les contrats à tarification dynamique qui ont été lancés sur le marché au Luxembourg depuis 2024 permettent donc de combiner les aspects écologiques et économiques. Ainsi les consommateurs résidentiels et les petits consommateurs professionnels peuvent optimiser leur frais d'approvisionnement en électricité tout en participant au maintien de l'équilibre offre-demande en exploitant la flexibilité de leur demande. En 2025, des produits *Time of Use* sont également proposés, offrant des prix avantageux pendant la nuit et les après-midis du week-end, afin d'inciter les consommateurs à adapter leurs habitudes de consommation aux périodes les plus favorables.

Les propriétaires et exploitants de systèmes d'autoproduction d'électricité peuvent décider de ne pas injecter leur électricité excédentaire intégralement dans le réseau de distribution, mais plutôt de la partager avec leurs voisins. Plus d'information sur l'autoconsommation et le partage sont disponibles au Chapitre 2.2.2.2 du présent rapport et sur le site Internet de l'Institut[147] respectivement sur le site Internet dédié à ce sujet www.weshareenergy.lu.

Même si les initiatives susmentionnées offrent sans aucun doute des opportunités, il faut constater qu'elles exigent de la part des consommateurs un certain niveau de compétences techniques et économiques – une condition qui n'est pas toujours remplie compte tenu de la complexité croissante des produits et des outils proposés.

Dans ce contexte, il incombe au régulateur de veiller à ce que la transition énergétique profite à tous les consommateurs sans exception. L'Institut continuera donc à l'avenir à veiller à ce que les personnes moins familiarisées avec ces nouvelles technologies ne soient pas laissées pour compte et puissent bénéficier des progrès du marché.

La manière dont les gestionnaires de réseau et les fournisseurs mettent en œuvre ces programmes, ainsi que les solutions concrètes qu'ils proposent à leurs clients, feront donc l'objet d'une attention particulière de la part de l'Institut au cours des prochaines années.

4.6 PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE

La directive électricité 2019/944 met l'accent dans son article 29 sur la nécessité de lutter contre la précarité énergétique et l'article 3.3.d) du règlement UE 2018/1999[148] prévoit que les mesures pour lutter contre la précarité énergétique soient définies dans le Plan national intégré en matière d'énergie et de climat (PNEC)[149].

Bien que la définition de précarité ou pauvreté énergétique ne soit pas définie au niveau national, certaines mesures existent au Luxembourg pour combattre la précarité énergétique. Le site Internet du Fonds national de solidarité renseigne sur les mesures prises au niveau national pour combattre la précarité énergétique [150].

4.7 RÈGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNÉRABLES

Les dispositions de service public ont principalement pour objectif de garantir les droits des clients résidentiels et de protéger les consommateurs les plus vulnérables dans la chaîne des acteurs. En vertu de la loi modifiée du 18 décembre 2009, organisant l'aide

[147] https://www.ilr.lu/secteurs-activites/energie/electricite/energie-renouvelable-partage/autoconsommation-partage-delectricite/
[148] Règlement (UE) 2018/1999 de Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) no 663/2009 et (CE) no 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) no 525/2013 du Parlement européen et du Conseil.
[149] Les mesures pour lutter contre la précarité énergétique sont définies à la section 2.4.4. du PNEC.
[150] Fonds national de solidarité : https://www.fns.lu/

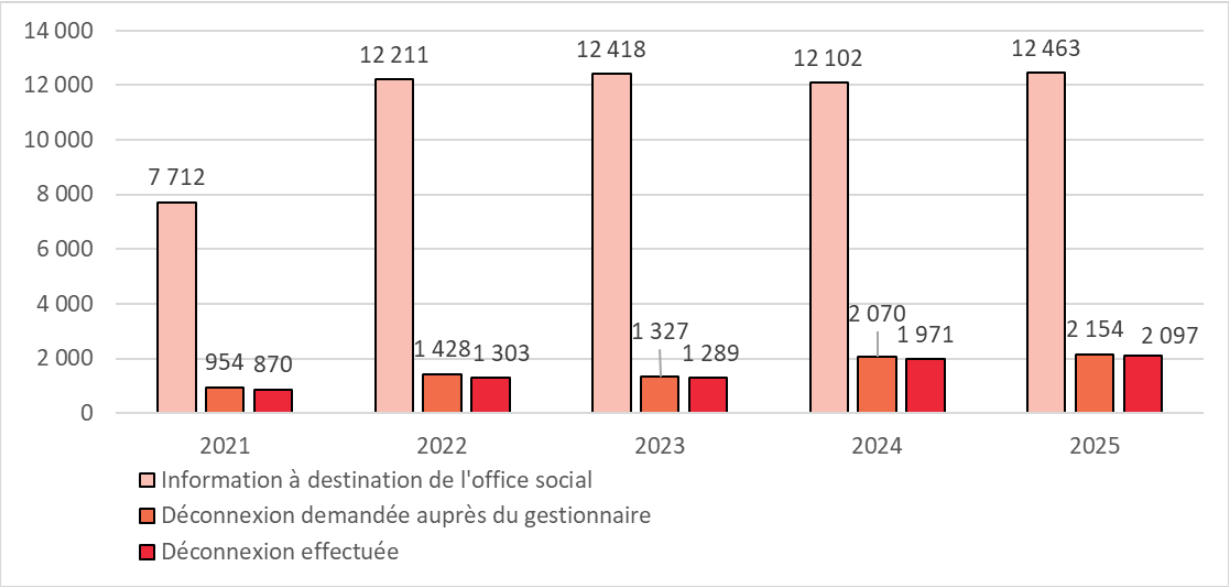
sociale, « une fourniture minimale en énergie domestique est garantie à toute personne remplissant les conditions d'éligibilité pour le droit à l'aide sociale, si elle se trouve dans l'impossibilité de faire face à ses frais (…) d'énergie domestique ».

La législation nationale actuelle ne définit pas de manière plus précise la notion de « client vulnérable ». Néanmoins, dans le cadre du service universel à assurer au client résidentiel, la Loi Électricité définit une procédure à suivre par les entreprises d'électricité en cas de défaillance de paiement d'un client résidentiel. Ainsi, le client doit être informé par écrit lors du deuxième rappel de la possibilité de déconnexion après trente jours en cas de non-paiement. Une information est adressée en parallèle par le fournisseur à l'office social du lieu de résidence du client défaillant. Le client concerné ne peut être déconnecté par le gestionnaire que sur mandat écrit du fournisseur ; en outre, la déconnexion ne peut pas avoir lieu lorsque l'office social prend en charge la dette du client. En contrepartie de cette prise en charge, le fournisseur est en droit de faire placer par le gestionnaire du réseau un compteur à prépaiement jusqu'à apurement intégral de la dette. Les dispositions de l'article 2(8) ont été modifiées par la loi électricité du 3 février 2021 pour préciser que si le client dispose d'un compteur intelligent, le prépaiement est basé sur la surveillance des crédits du client concerné et l'émission d'ordres de limitation de puissance ou de coupure par l'intermédiaire d'un compteur intelligent. Dans ce cas, il n'y a pas lieu de faire placer un compteur à prépaiement.

Une procédure similaire existe dans le secteur du gaz naturel, même s'il n'existe pas de service universel sur ce marché. La seule différence avec le secteur électricité est que le client doit être informé par écrit lors du deuxième rappel de la possibilité de déconnexion « dans un délai de trente jours » en cas de non-paiement, et non « après les trente jours » comme en électricité.

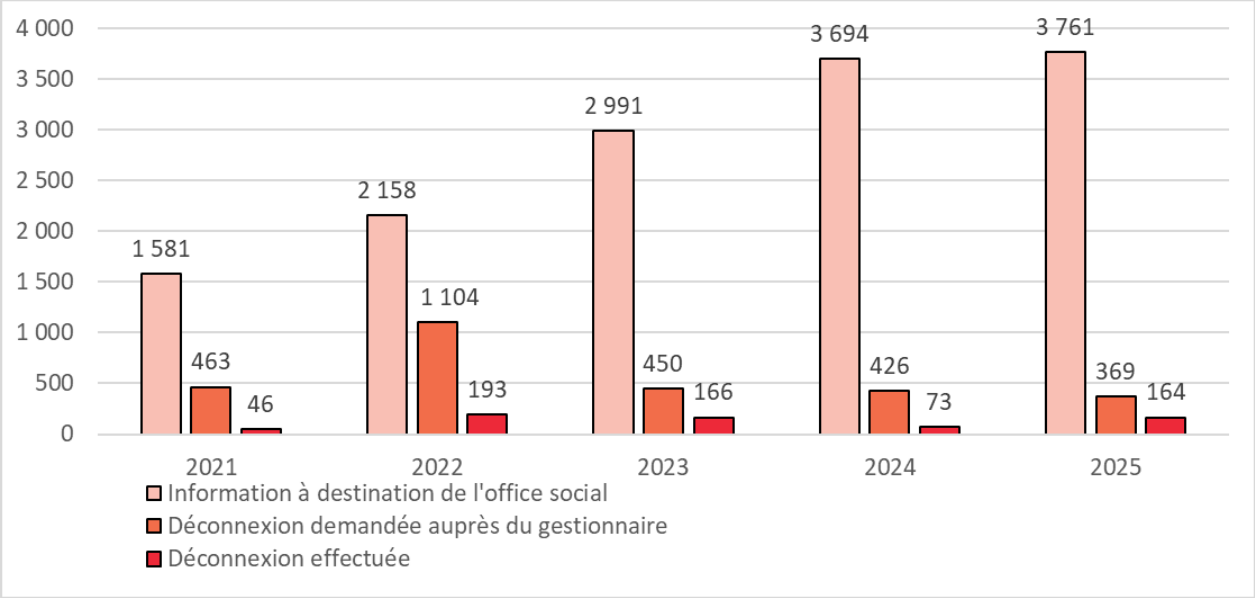
En pratique, l'encadrement par les offices sociaux se fait rétroactivement à travers un apurement des factures échues restées impayées. Les offices sociaux sont obligés de prendre « les initiatives appropriées pour diffuser toute information utile sur les différentes formes d'aides qu'il(s) octroie(nt) ». Ils doivent de même fournir « les conseils et renseignements et (effectuer) les démarches en vue de procurer aux personnes intéressées les mesures sociales et prestations financières auxquelles elles peuvent prétendre en vertu d'autres lois ou règlements »[151].

Le rôle de l'Institut dans cette procédure est notamment de surveiller le respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. Une harmonisation des procédures de traitement des clients en défaillance de paiement fait défaut, à la fois au niveau des fournisseurs et au niveau des offices sociaux. Le Graphique 46 et le Graphique 47 renseignent sur le nombre des procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que sur les déconnexions effectuées entre 2021 et 2025 auprès des clients résidentiels. Dans le secteur électricité, les GRDs indiquent avoir effectué toutes les déconnexions et reconnexions dans les délais légaux.



[151] Loi modifiée du 18 décembre 2009 organisant l'aide sociale.

Graphique 46 : Procédures de déconnexion - secteur électricité - données fournisseurs



Graphique 47 : Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel - données fournisseurs

Dans le secteur de l'électricité, on constate entre 2024 et 2025 une augmentation des procédures de déconnexions entamées, c'est-à-dire du nombre de déconnexions demandées auprès des gestionnaires de réseaux de distribution par les fournisseurs et du nombre de déconnexions effectivement exécutées. Le nombre des dossiers envoyés par les fournisseurs aux offices sociaux a augmenté de 2,98 % entre 2024 et 2025.

Dans le secteur du gaz naturel, une augmentation des dossiers envoyés à l'office social (+2%) et une augmentation des déconnexions exécutées (+125 % en 2025 par rapport à 2024) sont constatées.

4.8 LA FOURNITURE PAR DÉFAUT

La fourniture par défaut est une fourniture à des conditions et à des prix approuvés par l'Institut qui s'applique pour une durée limitée aux clients n'ayant pas encore choisi de fournisseur.

À cette fin, tout client concerné par la fourniture par défaut reçoit une lettre d'information neutre de la part du fournisseur par défaut[152] lui expliquant les principales dispositions du marché et en particulier le libre choix du fournisseur. La fourniture par défaut est également décrite sur le site Internet https://www.defaut.lu . Le fournisseur par défaut n'est pas autorisé à entreprendre de démarche commerciale proactive envers le client dans les premiers 15 jours de la fourniture par défaut, ce qui donne le temps au client de s'informer et de comparer les offres de différents fournisseurs. Cette approche vise à le rendre plus conscient de son choix et ainsi à développer la concurrence sur le marché de détail.

La fourniture par défaut fonctionne comme suit :

- Si un client privé ou professionnel emménage à une nouvelle adresse et n'a pas encore conclu de contrat de fourniture à cet endroit, le gestionnaire de réseau déclenche - après l'identification du client - la fourniture par défaut pour ce point de livraison ;
- Un seul fournisseur par réseau de distribution est responsable de la fourniture par défaut ;

[152] Dans le cadre d'un appel d'offres public, l'ILR désigne, pour chaque zone (réseau ou groupe de réseaux d'un gestionnaire de réseau), comme « fournisseur par défaut » le candidat éligible qui s'engage auprès du régulateur à verser le montant le plus élevé par mégawattheure fourni – ou, à défaut, le fournisseur comptant le plus grand nombre de clients finaux dans la zone concernée.

- Cependant, dans le secteur électricité la fourniture par défaut ne peut être garantie que pour une période de six mois dans le réseau de basse tension et pour une période de deux mois dans les réseaux de moyenne et de haute tension ;
- Le prix unitaire est nettement plus cher que si le client choisissait lui-même un fournisseur sur le marché ;
- Si le client est dans la fourniture par défaut et choisit ensuite son fournisseur, un changement de contrat peut intervenir endéans un jour et le client sera approvisionné dans le cadre d'un contrat de fourniture régulier.

En revanche, si le client ne signe pas de contrat de livraison avec un fournisseur régulier dans les six mois suivant son emménagement dans son nouveau foyer, la fourniture par défaut prend fin et le client sera privé d'électricité.

L'Institut surveille le nombre de clients qui se trouvent dans la fourniture par défaut ; au 31 décembre 2025, 1.105 clients électricité étaient concernés au niveau national dans le réseau de basse tension tandis que 44 clients électricité étaient concernés dans les réseaux de moyenne et de haute tension.

En tout, les fournisseurs par défaut dans le secteur de l'électricité ont fourni 11,7 GWh en 2025, approximativement 1 % du volume total d'électricité en basse tension, ce qui représente une augmentation de 3,5 % par rapport à 2024 (11,3 GWh). Ils ont facturé le montant total de 2.274.398,- EUR en 2025.

Dans le cadre des nouvelles dispositions légales relatives à la fourniture par défaut, et en particulier de l'article 4(1bis) de la Loi Electricité, l'Institut a lancé une consultation publique du 28 août 2025 au 30 septembre 2025 relative aux critères et à la procédure de désignation du fournisseur par défaut et aux informations à transmettre par le fournisseur par défaut désigné au client final. Les principaux changements apportés par la nouvelle réglementation sont, tout d'abord, l'introduction et la définition de la formule déterminant le prix de la fourniture par défaut que le client concerné doit payer. Le prix final étant ainsi défini, le fournisseur retenu à l'issu d'un appel public à candidatures est celui qui remplit les critères de sélection et qui s'engage à reverser au régulateur le montant unitaire le plus élevé par mégawattheure fourni. Ensuite, la formule de prix inclut également une incitation destinée à encourager les clients de la fourniture par défaut à signer un contrat régulier le plus rapidement possible. Parmi les autres nouveautés figurent la possibilité de réviser la formule de prix sous certaines conditions et la facturation mensuelle obligatoire.

La fourniture par défaut dans le secteur du gaz naturel est moins sollicitée qu'en électricité puisque les emménagements/déménagements impliquent moins souvent un changement du client de gaz naturel – les appartements n'ayant en règle générale pas de raccordement individuel au gaz – et la mise en service d'un raccordement est souvent conditionnée par la conclusion d'un contrat de fourniture.

4.9 LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS

Le fournisseur du dernier recours, qui est désigné par l'Institut suivant des critères transparents et publiés[153], prend en charge les clients finals pour lesquels le fournisseur serait dans l'incapacité de fournir. Un seul fournisseur du dernier recours est désigné par secteur pour une période de trois ans. L'Institut surveille le niveau de l'implémentation, et plus précisément le nombre de rattachements, détachements et déconnexions effectués, moyennant un relevé mensuel à établir par chaque gestionnaire de réseau. En 2025, Enovos Luxembourg S.A. a été responsable pour la fourniture du dernier recours dans le secteur électricité et dans le secteur du gaz naturel.

La loi du 9 juin 2023 a enlevé la possibilité à l'expiration de la durée maximale de la fourniture par défaut pour un client final d'être approvisionné par le fournisseur du dernier recours[154] dans le secteur électricité. Ainsi, depuis le 9 juin 2023 tout client final se trouvant dans la fourniture par défaut, à l'expiration de la durée maximale de la fourniture par défaut, s'il démontre qu'il n'a pas obtenu un contrat de fourniture régulière d'aucun fournisseur continue à être alimenté par le fournisseur par défaut jusqu'au moment où le client résidentiel est fourni par un fournisseur de son choix.

En revanche, dans le secteur gaz naturel la loi du 9 juin 2023 n'a pas apporté des changements à la procédure par défaut et donc à l'expiration de la durée maximale de la fourniture par défaut le client final continue à être alimenté sans interruption par le fournisseur du dernier recours[155].

L'Institut continue à surveiller le respect des obligations liées à l'information des clients qui se trouvent dans la fourniture du dernier recours, notamment sur les conditions de la fourniture et la possibilité de choix du fournisseur.

[153] Règlement E08/09/ILR du 30 avril 2008
[154] Article 4 de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité
[155] Article 7 de la loi modifiée du 1er août relative à l'organisation du marché du gaz naturel

GLOSSAIRE

ACTEURS DU MARCHÉ

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
Amprion	Amprion GmbH, l'un des gestionnaires de réseau de transport d'électricité allemands
Balansys	Coordinateur d'équilibre pour le Luxembourg dans le domaine du gaz naturel
CEER	Council of European Energy Regulators
CREG	Commission de régulation de l'électricité et du gaz, régulateur fédéral belge
Creos	Creos Luxembourg S.A., gestionnaire de réseau de transport d'électricité et de gaz naturel luxembourgeois
EEX	European Energy Exchange
Elia	Elia System Operator NV, gestionnaire de réseau de transport d'électricité belge
ENTSOe	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSOg	European Network of Transmission System Operators for Gas
Fluxys	Fluxys Belgium S.A., gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel belge
GRTgaz	Gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel français
ILR	Institut Luxembourgeois de Régulation
JAO	Joint Allocation Office
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
NCG	NetConnect Germany, l'une des zones d'équilibrage en Allemagne
OGE	Open Grid Europe, l'un des gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel allemand
RTE	RTE S.A., gestionnaire de réseau de transport d'électricité français
Sotel Réseau	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s, gestionnaire de réseau industriel d'électricité luxembourgeois

LOIS / RÈGLEMENTS

Loi Électricité	Loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité
Loi Gaz	Loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel
Loi du 9 juin 2023	La Loi du 9 juin 2023 modifiant : 1° la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; 2° la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel
Règlement ILR/E20/22	Règlement ILR/E20/22 du 26 mai 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2021 à 2024
Règlement ILR/G20/21	Règlement ILR/G20/21 du 26 mai 2020 fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2021 à 2024
Règlement (CE) n° 715/2009	Règlement européen n° 715/2009 portant sur les conditions d'accès au réseau de transport du gaz naturel
Règlement (UE) n° 1227/2011	Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie

Règlement (UE) n° 2022/1032	Règlement (UE) n° 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) n° 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz
Règlement (UE) n° 2022/869	Règlement (UE) n° 2022/869 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2022 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, modifiant les règlements (CE) 715/2009, (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 et les directives 2009/73/CE et (UE) 2019/944, et abrogeant le règlement (UE) 347/2013
Règlement (UE) n° 2019/943	Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité
Règlement (UE) n° 2017/1938	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 naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010
Règlement CACM	Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion
Règlement FCA	Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme
Règlement EB	Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique
Règlement SO	Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité
Règlement DCC	Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation
Règlement ER	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 réseau électrique

ABRÉVIATIONS

BCEE	Banque et caisse d'épargne de l'Etat
BT	Basse tension
CACM	Capacity Allocation & Congestion Management
CASC	Capacity Allocating Service Company
CE	Commission Européenne
CEO	Chief Executive Officer
CEREMP	Centralised European Register for Energy Market Participants
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
Core	Région de calcul de capacité dont fait partie le Luxembourg, telle que définie et approuvée selon l'article 15 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion
CWE	Central West Europe (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas)
DCC	Demand Connection Code
DM	Derivatives Market
EEX	European Energy Exchange
EIC	Energy Identification Code

RLP	Registered Load Profile
FCA	Forward Capacity Allocation
GIE	Groupement d'intérêt économique
GJ	Gigajoule
GNL	Gaz naturel liquéfié
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRI	Gestionnaire de Réseau Industriel
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
GTM	Gas Target Model
HT	Haute tension
HVDC	High Voltage Direct Current
JAO	Joint Allocation Office, issu de la fusion entre CASC et la plateforme CAO active à l'est de l'Europe
kV	Kilovolt
kWh	Kilowatt heure
MACO	« Marktkommunikation », communication de marché
MT	Moyenne tension
MVA	Mégavolt ampère
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatt heure
OMP	Organised Market Places
OTC	Over The Counter
PCI	Project of Common Interest
PNEC	Plan national intégré en matière d'énergie et de climat
PME	Petites Moyennes Entreprises
PPAT	Person Professionally Arranging Transactions
PST	Phase Shifter Transformer
PV	Photovoltaïque
REMIT	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RfG	Requirements for Generators
RRM	Registered Reporting Mechanisms
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SM	SPOT markets
SNCI	Société nationale de crédit et d'investissement
STATEC	Institut national de la statistique et des études économiques du Grand-Duché du Luxembourg
THT	Très haute tension

TTF	Title Transfer Facility
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan developed either by ENTSOe or by ENTSOg
TWh	Térawatt heure
UE	Union Européenne
ZTP	Zeebrugge Trading Point

TABLEAUX

Tableau 1 : Actionnariat du groupe Encevo S.A. 17
Tableau 2 : Actionnariat de Creos Luxembourg S.A. 17
Tableau 3 : Infrastructure – réseaux électriques – situation au 31 décembre 2025 20
Tableau 4: Nombre d'interruptions et causes 25
Tableau 5 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées 25
Tableau 6 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau 30
Tableau 7 : Importations d'électricité 32
Tableau 8 : Exportations d'électricité 33
Tableau 9 : Centrales de production au Luxembourg 41
Tableau 10 : Réservations de puissance pour des éoliennes pendant l'année 2025 43
Tableau 11 : Réservations de puissance photovoltaïque pendant l'année 2025 43
Tableau 12 : Cumul des réservations de puissance au 31.12.2025 43
Tableau 13 : Volume autoconsommé ou partagé selon technologie en 2025 47
Tableau 14 : Evolution du nombre de groupes de partage 49
Tableau 15 : Groupes de partage « PV » 49
Tableau 16 : Volumes attribués à travers des enchères 2025 50
Tableau 17 : Évolution et répartition de l'énergie fournie et du nombre de clients par segment de marché de détail 51
Tableau 18: Taxonomie européenne des types de contrats pour les consommateurs 59
Tableau 19 : Prix moyens annuels du marché *day-ahead* dans la zone DE/LU 64
Tableau 20 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité 64
Tableau 21: Aperçu des différentes stratégies d'approvisionnement utilisées par l'ILR 65
Tableau 22 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2025 77
Tableau 23 : Répartition des flux par point d'interconnexion 78
Tableau 24: Tarifs d'utilisation réseau agrégés - Source Eurostat 81
Tableau 25 : Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2025-2026 82
Tableau 26 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2025 84
Tableau 27 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2024 et 2025 87
Tableau 28: Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel 94

GRAPHIQUES

Graphique 1 : Réseaux électriques 14
Graphique 2 : Le groupe Encevo 16
Graphique 3 : Courbe de charge pendant le 9 mai 2025 33
Graphique 4 : Évolution de la consommation électrique et de la pointe nationale 36
Graphique 5 : Distribution de la charge nationale quart-horaire en MW 37
Graphique 6 : Courbe de charge du jour de la pointe de consommation 2025 38
Graphique 7 : Charge par niveau de tension le jour de la pointe de consommation dans la zone Creos 39
Graphique 8 : Courbe de charge pendant la semaine de la pointe de production en 2025 40
Graphique 9 : Taux de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production en 2025 40
Graphique 10 : Capacités photovoltaïques mise en service au cours 2025 42
Graphique 11 : Production totale d'électricité et production à partir de sources d'énergie renouvelables 44
Graphique 12 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité 44
Graphique 13 : Évolution de la production d'électricité par source d'énergie 45
Graphique 14: Contribution mensuelle de chaque technologie de production d'électricité en 2025 46
Graphique 15: Évolution des installations photovoltaïques en autoconsommation 47
Graphique 16 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients 52
Graphique 17 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail de l'électricité 53
Graphique 18 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment) 54
Graphique 19: Chiffre d'affaires des fournisseurs sur le marché luxembourgeois 56
Graphique 20 : Composition des prix d'électricité des clients résidentiels (prix courants) – catégorie DC 57
Graphique 21 : Composition des prix d'électricité des clients industriels (prix courants) – catégorie IC 58
Graphique 22 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre l'Allemagne et le Luxembourg (Données Eurostat) 58
Graphique 23 : Prix annuels de l'énergie du produit à prix révisable le plus répandu pour chaque fournisseur 60
Graphique 24: Comparaison des produits à prix uniforme aux produits à prix révisable 61
Graphique 25:Comparaison des coûts annuels de l'énergie pour un consommateur flexible : offres à tarification dynamique et offre standard la plus répandue (2025) 62
Graphique 26: Comparaison du produit ToU au produit le plus répandu pour différents scénarios 63
Graphique 27 : Développement sur le marché de gros de l'électricité 66
Graphique 28 : Marge brute du fournisseur d'électricité pour le segment des clients résidentiels 67
Graphique 29 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel 78
Graphique 30 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel 79
Graphique 31 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients 84
Graphique 32 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail du gaz naturel 85
Graphique 33 : Évolution des taux de changement de fournisseur de gaz naturel (volume et nombre de clients par segment) 86
Graphique 34: Chiffre d'affaires des fournisseurs de gaz naturel sur le marché luxembourgeois 88
Graphique 35 : Composition des prix du gaz naturel des clients résidentiels (prix courants) 89
Graphique 36 : Composition des prix du gaz naturel des clients industriels (prix courants) 90
Graphique 37 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg 90
Graphique 38: Comparaison du prix total payé par les consommateurs de gaz naturel en Belgique et au Luxembourg (Données Eurostat) 91
Graphique 39 : Évolution du prix annuel en ct/kWh de l'énergie du produit sans garantie de prix le plus souscrit de chaque fournisseur 92
Graphique 40: Comparaison des produits à prix uniforme par rapport à la fourchette de prix des produits à prix révisable 93
Graphique 41: Évolution de la marge brute 94
Graphique 42 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2025 par type de raccordement 101
Graphique 43 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur 102
Graphique 44 : Nombre de demandes de données de consommation de gaz naturel en 2025 par type de demandeur 102
Graphique 45 : Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause 103

Graphique 46 : Procédures de déconnexion - secteur électricité - données fournisseurs 109
Graphique 47 : Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel - données fournisseurs 109