

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



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS
DE RÉGULATION

2023

LUXEMBOURG, Novembre 2024

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

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

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	13
1.4	LE CONTEXTE DE LA HAUSSE DES PRIX SUR LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉNERGIE	13
1.5	CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE NATIONAL	13
2	LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	15
2.1	RÉGULATION DES RÉSEAUX	15
2.1.1	DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	15
2.1.2	FONCTIONNEMENT TECHNIQUE	20
2.1.3	TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX	29
2.1.4	QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES	32
2.2	PRODUCTION ET CONSOMMATION NATIONALE	34
2.2.1	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION	34
2.2.2	PRODUCTION NATIONALE	38
2.3	ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE	48
2.3.1	MARCHÉ DE DÉTAIL	48
2.3.2	MARCHÉ DE GROS	57
2.4	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	62
2.4.1	SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE	62
2.4.2	SURVEILLANCE DES INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU	63
2.4.3	MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT	63
2.4.4	CYBERSÉCURITÉ	64
2.5	OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE	65
2.5.1	MESURES AU NIVEAU NATIONAL	65
2.5.2	MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN	70

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

3	LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL	73
3.1	RÉGULATION DES RÉSEAUX	73
3.1.1	DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU	73
3.1.2	FONCTIONNEMENT TECHNIQUE	73
3.1.3	TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX	78
3.1.4	QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES	80
3.2	ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE	83
3.2.1	MARCHÉ DE DÉTAIL	83
3.2.2	MARCHÉ DE GROS	96
3.3	SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	96
3.3.1	LE RÈGLEMENT EUROPÉEN CONCERNANT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL	97
3.3.2	SURVEILLANCE DE L'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE	97
3.3.3	DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS	98
3.3.4	MESURES POUR FAIRE FACE AUX DÉFICITS D'APPROVISIONNEMENT	98
3.3.5	CYBERSÉCURITÉ	99
3.4	OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE	99
3.4.1	MESURES AU NIVEAU NATIONAL	99
3.4.2	MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN	99
4	PROTECTION ET AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS	101
4.1	OBLIGATIONS DES FOURNISSEURS EN MATIÈRE DE PROTECTION DES CONSOMMATEURS	101
4.2	QUALITÉ DE SERVICE	101
4.2.1	NOUVEAUX RACCORDEMENTS	101
4.2.2	DEMANDES DE DONNÉES DE CONSOMMATION	102
4.2.3	RÉCLAMATIONS	103
4.3	PROCÉDURES DE RÈGLEMENT DE LITIGE EXTRAJUDICIAIRE	104
4.3.1	PROCÉDURE DE MÉDIATION	104
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	106
4.6	RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE	107
4.7	PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE	109
4.8	RÈGLES APPLICABLES AUX CLIENTS VULNÉRABLES	110
4.9	LA FOURNITURE PAR DÉFAUT	112

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

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

AVANT PROPOS

Le présent rapport s'inscrit dans la série de rapports que l'Institut Luxembourgeois de Régulation, dans sa fonction d'autorité de régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel, est tenu de dresser annuellement pour rendre compte sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il n'est pas seulement 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 41 de la directive 2009/73/CE sur le marché du gaz naturel, 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 2023 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.

Le Paquet « Une énergie propre pour tous les Européens¹ » met en évidence l'ambition climatique de l'Union européenne à l'horizon 2030, à travers la modification des règles du marché de l'électricité pour favoriser l'intégration des énergies renouvelables sur les réseaux. Le Paquet encourage également les échanges transfrontaliers d'énergie, le développement des instruments de flexibilité comme l'effacement, le stockage ou l'agrégation. Il favorise l'innovation dans le secteur de l'énergie et donne davantage d'outils aux consommateurs pour produire, consommer et partager une énergie fiable, compétitive et de plus en plus décarbonée à l'échelle européenne. L'adoption du Paquet a donc pour effet de placer le consommateur au cœur des marchés de l'énergie, en lui offrant la possibilité de jouer un rôle plus actif dans la production, de mieux maîtriser sa consommation et ses dépenses énergétiques et d'être mieux informé des évolutions du marché. Les directives du Paquet « Une énergie propre pour tous les européens » ont été transposées notamment à travers la loi du 9 juin 2023 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

L'année 2022 a fait plonger le secteur de l'énergie dans une période de crise majeure et lors de laquelle il a fallu inventer et créer, en temps réel, des solutions aux défis que la guerre en Ukraine a posés. Face à la hausse exceptionnelle des prix de gros de l'électricité et du gaz naturel depuis le deuxième semestre 2021, le Gouvernement a mis en place des mesures de protection du consommateur. L'Institut a été impliquée dans la conception des règles et a été chargée de la mise en œuvre et du contrôle de ces mécanismes.

En tripartite (Gouvernement, syndicats, patronat), de nouvelles aides ont été décidées et implémentées au niveau national. Ainsi, le prix intégré de l'électricité payé par les clients résidentiels jusqu'à fin 2024 est stabilisé par rapport à son niveau en 2022 : pour compenser l'augmentation du prix de l'électricité et du tarif d'utilisation du réseau au 1^{er} janvier 2023, une contribution négative au mécanisme de compensation a été prévue par la loi du 23 décembre 2022 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'introduire une contribution négative dans le cadre du mécanisme de compensation.

Au niveau du gaz naturel, 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 prévoit que l'État prend en charge les frais d'utilisation du réseau des clients finals disposant de compteurs d'un flux horaire maximal inférieur à 65 mètres cubes. La loi du 2 décembre 2022 introduit en outre une contribution financière à la fourniture en gaz naturel au bénéfice des clients finals disposant d'un compteur à gaz d'un flux horaire maximal inférieur à 65 mètres cubes. Cette contribution financière consiste dans la prise en charge par l'État de la différence positive entre le prix affiché et un prix plafonné - fixé à 0,8325 euro par mètre cube de gaz naturel consommé - hors frais d'utilisation du réseau et tous impôts et taxes en vigueur au jour de la facturation. Ces mesures ont été étendues entretemps jusqu'à fin 2024.

Depuis la fin 2022, les prix sur les marchés de gros sont à la baisse, sans cependant revenir aux niveaux préalables à la crise. La Commission européenne a proposé en mars 2023 de réformer l'organisation du marché de l'électricité de l'UE afin d'accélérer l'essor des énergies renouvelables et l'abandon progressif du gaz, de réduire la dépendance des factures des consommateurs par rapport à la volatilité des prix des combustibles fossiles, de mieux protéger les consommateurs contre les futures flambées de prix et les manipulations du marché et de rendre l'industrie de l'UE propre et plus compétitive. Cela peut être réalisé en utilisant des contrats à long terme, tels que des accords d'achat d'électricité et un soutien à l'investissement structurant avec des contrats d'écart compensatoire bidirectionnels. Les nouvelles règles d'organisation du marché de l'électricité consistent en la directive modificative EU/2024/1711 et le règlement modificatif EU/2024/1747. Elles ont été adoptées le 21 mai 2024 et sont entrées en vigueur le 16 juillet 2024.

¹ Aussi connu sous le nom « Clean Energy Package » ou « CEP » (http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-1836_fr.pdf).

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

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 se relatent au 31 décembre 2023. Bien que ce rapport soit censé rendre l'état de la situation des marchés de l'électricité et du gaz naturel de l'année 2023, les événements récents sur les marchés de l'énergie justifient d'y ajouter un bref aperçu sur les développements en 2024. Ceux-ci seront évidemment élaboré 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.

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

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 2023 le Grand-Duché de Luxembourg compte 345.259 consommateurs pour une énergie fournie à la consommation de 6,213 TWh, cette dernière étant en baisse de 2,1 % par rapport à 2022. Les clients finals se répartissent entre dix entreprises de fourniture d'électricité dont 8 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.

À côté des installations de production d'électricité connectés 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 20,3 % de la consommation nationale et s'élève à 1261 GWh en 2023, en hausse de 19 % par rapport à 2022. Cette hausse s'explique principalement par une hausse importante de 59 % de la production éolienne ainsi qu'une hausse de 24 % de la production hydroélectrique et de 6 % de la production solaire. La production par cogénération sur base de gaz naturel a diminué de 13 %.

Dans le secteur du gaz naturel, en 2023 le Grand-Duché de Luxembourg compte 93.097 consommateurs représentant une consommation nationale de 6,416 TWh en baisse de 6,3 % par rapport à 2022. Dans le secteur du gaz naturel, en 2023 le Grand-Duché de Luxembourg compte 93.097 consommateurs représentant une consommation nationale de 6,416 TWh, en baisse de 6,3 % par rapport à 2022. Six entreprises de gaz naturel opèrent activement sur le marché de détail, cinq sur le marché résidentiel et six 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 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, respectivement l'article 38(1) de la loi modifiée du 1^{er} 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.

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

En 2023, des ajouts aux conditions techniques de raccordement aux réseaux basse tension ont fait l'objet d'une consultation publique et ont été approuvés par l'Institut², lesquels visent notamment à :

- Établir les prescriptions techniques minimales pour le raccordement des installations solaires de balcon/mini-installations photovoltaïques.
- Clarifier plusieurs exemples de raccordement d'installations de production et de stockage en ajoutant des schémas techniques.
- Mettre en œuvre le Règlement grand-ducal du 30 juin 2023 établissant des méthodes statistiques pour la détermination de la production de certaines installations photovoltaïques.

² Règlement ILR/E23/47 du 30 octobre 2023 portant acceptation de l'amendement aux conditions techniques de raccordement aux réseaux basse tension - Secteur électricité

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

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 1^{er} janvier 2017, les tarifs d'utilisation du réseau électrique sont identiques dans 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, Sudstrom, Hoffmann Frères). La péréquation tarifaire³ facilite la comparaison des produits d'électricité sur l'ensemble du territoire luxembourgeois.

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 2023 est fixée par le règlement tarifaire ILR/E20/22 du 26 mai 2020. Le cadre posé par ce règlement expirant au 31 décembre 2024, l'Institut a travaillé à l'élaboration d'un nouveau règlement ILR/E24/18 définissant la méthodologie de détermination du revenu autorisé pour la période de régulation 2025-2028. Ce dernier a été publié le 28 juin 2024.

En 2023, les tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité ont augmenté considérablement dans les tourments de la crise des énergies fossiles, notamment à cause de l'augmentation du coût des mesures et services auxiliaires et des coûts pour compenser les pertes réseau.

L'analyse des courbes de charge, tout comme les projections de la demande électrique, anticipent une augmentation des pointes de charge, représentant un défi considérable qui nécessitera des investissements supplémentaires dans de nouvelles capacités de réseau et une gestion intelligente des charges flexibles. Étant donné que le facteur principal de dimensionnement des réseaux est la charge maximale, il est particulièrement important de trouver des moyens permettant de limiter sa croissance et de déployer le potentiel de flexibilité des prélèvements et injections dans le réseau.

Le développement des énergies renouvelables et l'électrification des usages impliquent de s'assurer que les réseaux d'électricité pourront faire face à la croissance des flux et de la charge maximale. Afin de prendre en compte et accompagner la transformation rapide du système électrique, l'ILR a arrêté⁴, après concertation avec les gestionnaires de réseau (ci-après « GRDs ») et une phase de consultation publique, une nouvelle structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux basse tension, qui sera applicable à partir du 1^{er} janvier 2025.

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 regardés isolément des marchés des pays limitrophes, alors que tant d'un point de vue technique que d'un point de vue 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 marché de gros luxembourgeois est intégré à la zone de prix allemande⁵ (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 de gros au Luxembourg est le prix day-ahead réalisé pour la zone DE/LU.

Depuis le 1^{er} 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 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

³ 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.

⁴ Règlement ILR/E23/49 du 15 novembre 2023

⁵ 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.

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

gaz naturel liquéfié (GNL), aux marchés néerlandais, allemand et français ainsi qu'au stockage, ce qui augmente considérablement les possibilités de négoce.

1.1.3.2 MARCHÉ DE DÉTAIL

Sur le marché de détail de l'électricité, onze entreprises d'électricité sont actives au Luxembourg : six sur le marché résidentiel et neuf sur le marché non résidentiel. Sur le marché de détail du gaz naturel, six entreprises de gaz naturel sont actives au Luxembourg : cinq sur le marché résidentiel et six sur le marché non résidentiel. Par conséquent, le marché luxembourgeois de l'énergie dénombre un nombre d'acteurs assez important pour sa taille. Cependant, trop peu de ces acteurs disposent de parts de marché significatives à ce jour.

Les faibles taux de changement de fournisseur reflètent une passivité des consommateurs en ce qui concerne leur approvisionnement en énergie et un manque de dynamisme et d'innovation de la part des fournisseurs.

Les raisons des faibles taux de changement de fournisseur sont multiples. D'un côté, la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois est la plus faible de toute l'Europe. Les différences de prix entre les fournisseurs d'électricité, qui tournent autour de 30 € par an et par ménage en comparant le produit le plus répandu au produit le moins cher, ne suffisent pas pour inciter le consommateur au changement et le rendre attentif à la possibilité de choisir son fournisseur d'énergie. En ce qui concerne le gaz naturel, le plafonnement du prix de l'énergie pour les petits consommateurs à partir d'octobre 2022 élimine tout intérêt à opter pour un autre fournisseur. Ensuite, la petite taille du marché luxembourgeois, tout comme l'obligation pour un fournisseur de s'appropriier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger. Finalement la crise énergétique avec des prix de gros élevés, a conduit les fournisseurs à retirer du marché toutes leurs offres de prix garanti, réduisant ainsi considérablement l'offre disponible pour les consommateurs et aboutissant à une situation concurrentielle difficile sur la fin d'année 2022. La relative détente des prix observée sur les marchés de gros en 2023 a permis un redémarrage progressif de la concurrence sur le marché de l'électricité à travers de nouvelles offres proposées de la part des fournisseurs alternatifs.

1.1.3.3 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 1^{er} 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 1^{er} 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 citoyen 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.

Au 31 décembre 2023, 4249 installations photovoltaïques sont actives en mode autoconsommation dont 2813 ont été mises en service en 2023. 23 GWh d'électricité solaire ont été autoconsommées, soit individuellement, soit conjointement dans le cadre de l'autoconsommation collective. L'autoconsommation collective représente 5.2 GWh partagés dans le cadre de 78 groupes de partage impliquant 281 utilisateurs.

Afin d'informer la population sur le partage de l'énergie électrique et d'en expliquer les possibilités et les conditions, l'Institut a développé en 2023 la plateforme Internet www.weshareenergy.lu sur laquelle toutes les informations nécessaires sont disponibles en plusieurs langues. Sur ce site 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 produite.

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

1.1.3.4 ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le nombre de nouvelles centrales photovoltaïques connectées au réseau électrique en 2023 s'élève à 3.058, ce qui correspond à presque le triple du nombre de systèmes photovoltaïques (ci-après « PV ») installés l'année précédente (1.053). La puissance totale, qui avait été raccordée au réseau en 2023 grâce à de nouvelles installations photovoltaïques est deux fois plus élevée que celle observée en 2022. Ces chiffres montrent que non seulement beaucoup plus de nouveaux systèmes PV ont été installés en 2023, mais que leur puissance maximale théorique respective était également nettement supérieure par rapport à celle de l'année précédente.

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

1.1.3.5 RÉSEAU INTELLIGENT

La généralisation des compteurs « intelligents » marque une étape importante dans l'évolution de la gestion des réseaux d'énergie. Il s'agit de la première étape, indispensable à l'avènement d'une gestion des réseaux et des flux d'énergie qui soit à la fois plus digitale et plus proche du temps réel.

Mais 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 et pour ce faire, il a non seulement 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.). Creos a initié ce processus pour développer un réseau intelligent avec un programme d'investissement stratégique couvrant à la fois l'infrastructure physique et le développement de solutions logicielles. Cette stratégie doit permettre de 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 de sorte à pouvoir répondre rapidement et de manière digitale à la variabilité de la demande et de la production d'énergie.

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 de marchés tout en optimisant les nouveaux investissements.

1.1.3.6 SURVEILLANCE DES PRIX

En électricité, les prix de l'énergie et fourniture ainsi que les frais réseaux ont fortement augmenté entre 2022 et 2023. 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. Nonobstant cette aide considérable pour les consommateurs visés, le marché de l'électricité continue à fonctionner et il est toujours utile de comparer les différentes offres des fournisseurs.

En revanche pour les clients industriels, l'absence d'un mécanisme de stabilisation des prix, couplée avec l'augmentation du prix de l'énergie et de fourniture (+118 %), et des frais d'utilisation du réseau (+69 %) conduit à une hausse de 70 % du prix total de l'électricité.

Sur le segment résidentiel, l'offre de produits pour le consommateur reste limitée. Malgré l'apparition de deux nouveaux fournisseurs, des offres à prix dynamiques ou à prix fixes font défaut. Toutefois les efforts entamés par les pouvoirs politiques pour stabiliser les prix ont permis de garder un niveau de protection élevé pour les petits consommateurs.

En 2022, les achats structurés pratiqués par les fournisseurs sur les marchés à terme, c'est-à-dire le fait que le fournisseur s'approvisionne en partie jusqu'à trois années à l'avance, ont permis d'offrir aux ménages des prix de vente inférieurs aux prix des marchés de gros day-ahead sur cette même période. Cette stratégie d'achat a en revanche conduit à une hausse du prix d'approvisionnement des fournisseurs en 2023 alors que le prix sur le marché day-ahead baissait. Cela s'explique par le fait qu'une partie de l'énergie livrée en 2023 a dû être achetée à des moments où les prix étaient encore très élevés. En 2023, le prix final payé par le client résidentiel pour la fourniture intégrée de gaz naturel ne varie pas par rapport à 2022 (86,6 €/MWh). Ceci revient à une

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

charge annuelle de 2.646 €, soit 221 € par mois pour une consommation de 30.556 kWh de gaz naturel. Néanmoins, sans l'intervention de l'État à travers la prise en charge intégrale des frais d'utilisation et du plafonnement du prix de la molécule de gaz, le prix final moyen sur l'année 2023 aurait atteint 141,8 €/MWh. Pour le client industriel le prix final en 2023 a augmenté de nouveau pour atteindre 114,1 €/MWh. Ce type de client ne profite pas des aides mises en place pour les petits consommateurs.

Les aides principales pour les consommateurs, à savoir la contribution négative au mécanisme de compensation, le plafonnement du prix de la molécule de gaz ainsi que la prise en charge des frais d'utilisation, ne sont pas ciblées envers les n'ont pas été octroyées en priorité aux consommateurs nécessiteux à faibles revenus et excluent complètement les consommateurs industriels. De manière générale l'Institut a pu constater que le prix total pour les consommateurs industriels s'est multiplié depuis 2021 par 2,5 pour l'électricité et 2,7 pour le gaz naturel.

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.mylr.lu⁶ 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 »⁷, 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. En 2023 un module a été rajouté pour intégrer à un produit de consommation une offre de reprise de l'électricité excédentaire injectée dans le réseau par un autoconsommateur.

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 2023, 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. L'Institut a également 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

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 l'installation d'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

⁶ <https://mylir.lu/mes-questions/energie/>

⁷ www.calculix.lu

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

pour de nouveaux centres de données, le tout accompagné d'une digitalisation croissante de la gestion des réseaux électriques. Ainsi, Creos va renforcer l'interconnexion avec l'Allemagne en passant de 220 kV à 380 kV ; la mise en service des nouvelles installations, utilisant autant que possible les tracés actuels des lignes électriques 220 kV est prévue pour fin 2027.

Dans le secteur de l'électricité, depuis le 1^{er} juin 2020, les fournisseurs de service d'équilibrage ayant une ou plusieurs unité(s) technique(s) raccordée(s) au réseau luxembourgeois ont la possibilité d'offrir des services d'équilibrage sur le marché allemand des réserves de stabilisation de la fréquence, sous réserve du respect de la réglementation applicable pour ces réserves sur le marché allemand. En 2023, les discussions portant sur la possibilité pour ces fournisseurs d'offrir des services d'équilibrage sur le marché allemand des réserves de restauration de la fréquence (FRR) ont repris.

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 et est géré par la société Balansys. En 2023, l'Institut, conjointement avec la CREG, a approuvé l'introduction par Balansys S.A. dans le code d'équilibrage de la notion de contributeur principal et de contributeur mineur 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 intrajournalier, avec des valeurs différentes pour les contributeurs principaux et les contributeurs mineurs.

1.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

L'Institut ne disposait pas de compétences spécifiques en matière de sécurité d'approvisionnement en 2023. 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)⁸, la capacité de production totale installée s'est élevée à 811 MW en 2023, contre 655 MW en 2022. L'augmentation de la capacité de 157 MW est principalement due à la mise en service de nouvelles centrales photovoltaïques (+79 MW) et de centrales éoliennes (+42 MW).

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. En 2023, la puissance maximale mesurée sur les lignes d'interconnexion dans le sens Allemagne/Luxembourg était de 796 MW, y compris les transits vers la Belgique.

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 2027 via la construction d'une double ligne de 380 kV utilisant partiellement les tracés actuels des lignes 220 kV reliant les 2 pays, ce qui permettra d'accroître la capacité d'environ 1.000 MW entre le Luxembourg et l'Allemagne en respectant le critère N-1⁹ incluant une avarie de pylône ; ce projet fait partie du plan de développement décennal européen 2022 (projet 328). Des développements de lignes existantes, tels que l'augmentation de la température supportée par les conducteurs des lignes actuelles, accompagnent également ce projet.

⁸ 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.

⁹ Le critère du N-1 stipule que tout système de transport d'électricité doit pouvoir à tout moment faire face à la perte d'un élément du système sans que cela ait un impact sur le consommateur final.

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

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.

Depuis le 1^{er} octobre 2015, les mesures prises dans le cadre du projet BeLux garantissent des flux de 180.000 m³/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.

1.4 LE CONTEXTE DE LA HAUSSE DES PRIX SUR LES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉNERGIE

L'année 2023 s'inscrit, tout comme l'année 2022, dans un environnement économique très difficile avec des niveaux de prix de l'énergie élevés.

La situation des prix d'électricité avait conduit les instances européennes et nationales à mettre en œuvre des mesures d'aide au bénéfice des citoyens et entreprises. En tripartite (Gouvernement, syndicats, patronat), de nouvelles aides ont été décidées et implémentées au Luxembourg. Ainsi, le prix intégré de l'électricité payé par les clients résidentiels jusqu'à fin 2024 est stabilisé par rapport à son niveau de 2022 : pour compenser l'augmentation du prix de l'électricité et du tarif d'utilisation du réseau au 1^{er} janvier 2023, une contribution négative au mécanisme de compensation a été introduite et ensuite fixée par l'Institut à -11,46 ct/kWh. Au 1^{er} septembre 2023, ce taux était revu à la baisse (-9,32 ct/kWh) en raison de la diminution des tarifs d'utilisation du réseau.

Sur le marché de gaz, le contexte économique est resté compliqué pour tous les acteurs en 2023, y compris les consommateurs. Les baisses de prix de la molécule de gaz sur les marchés de gros, observées tout au long de l'année de 2023, ne cachent pas le fait que les prix sur le marché de détail sont restés à des niveaux considérablement plus élevés qu'avant la crise. Dans ce contexte, la prise en charge des frais d'utilisation du réseau pour les consommateurs des catégories 1 et 2, connectées à un réseau de distribution, décidée par le gouvernement luxembourgeois en 2022 a été reconduite en 2023. Il en est de même pour le prix de la molécule de gaz naturel qui est resté plafonné à 83,25 ct€/m³ pour ces mêmes catégories de consommateurs. En 2023, les consommateurs des catégories 1 et 2 ont profité de ce plafonnement mis en place fin 2022 ; un seul fournisseur est parvenu à offrir des prix en-dessous du plafond durant les derniers mois de 2023.

1.5 CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE NATIONAL

La loi du 9 juin 2023¹⁰ est venue apporter de nombreuses modifications à la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité pour transposer en droit national une partie des directives et règlements du Paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » présenté fin 2016 par la Commission européenne, dont notamment 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. Cette directive présente les règles applicables à la génération, à la transmission, à la distribution, à l'approvisionnement et au stockage de l'électricité et elle aborde également les aspects liés à la protection du consommateur.

Les modifications essentielles apportées à la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité concernent notamment :

1) Les clients actifs, l'autoconsommation et le partage de l'électricité

Les spécifications de partage de l'énergie électrique ont été élargies. 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.

2) Participation active de la demande et agrégation

¹⁰ Loi du 9 juin 2023 modifiant : 1° la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; 2° la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel. (Journal Officiel du Grand-Duché de Luxembourg – Mémorial A – N° 288 du 9 juin 2023)

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

Tous les clients finals, y compris ceux qui offrent la participation active de la demande par l'agrégation, peuvent participer d'une manière non discriminatoire, aux côtés des producteurs d'électricité, à tous les marchés de l'électricité. L'Institut élabore les modalités en matière de participation active de la demande par l'agrégation, en étroite concertation avec les entreprises du secteur.

3) Projets à caractère expérimental

L'Institut peut être amené à conférer le caractère de projet expérimental à des projets qui concrétisent ou facilitent la transition énergétique, augmentent l'efficacité énergétique, développent la digitalisation des réseaux électriques, augmentent la résilience du système électrique ou de manière générale soutiennent la mise en œuvre des objectifs fixés dans le plan national intégré en matière d'énergie et de climat.

4) Obligations pour les fournisseurs

À partir de 2026 la procédure technique de changement de fournisseur ou d'agrégateur doit être effectuée en vingt-quatre heures au plus dès la demande parvenue au gestionnaire de réseau concerné.

Les fournisseurs approvisionnant plus que 15.000 clients finals doivent offrir à leurs clients la possibilité de conclure un contrat d'électricité à tarification dynamique et informent les clients finals des opportunités, des coûts et des risques liés à un tel contrat.

5) Activités accessoires du gestionnaire de réseau

Une nouvelle disposition concerne les activités accessoires des gestionnaires de réseau. L'Institut peut ainsi être appelé à arrêter un régime d'accès de tiers et une structure tarifaire applicable aux bénéficiaires de l'activité accessoire en question. L'exercice par un gestionnaire de réseau d'une activité accessoire est soumis soit à l'autorisation préalable par l'Institut, soit à une notification préalable à l'Institut.

6) Infrastructure de charge publique

Lorsque la mission d'opérer l'infrastructure de charge publique est effectuée par les gestionnaires de réseau et dans l'hypothèse qu'il existe un intérêt réel et sérieux de reprendre l'infrastructure de charge publique existante, y compris les biens acquis et les contrats en cours, en vue d'exécuter la mission de service public d'opérateur de l'infrastructure de charge publique à un coût raisonnable et en temps utile, le ministre ayant l'énergie dans ses attributions lance une procédure d'attribution de concession pour la mission d'opérateur de l'infrastructure de charge publique. Dans le cadre de cette procédure d'attribution de concession, l'Institut est appelé à examiner l'ensemble des conditions liées à l'attribution de la concession, dont les modalités de passation de la convention de concession ou la convention de concession elle-même, pour éviter toute entrave à une mise en concurrence réelle et sérieuse.

7) Plan décennal de développement de réseau

Chaque gestionnaire de réseau de transport et chaque gestionnaire de réseau de distribution doit établir un plan décennal de développement de son réseau qui est mis à jour au moins tous les deux ans. Le plan renseigne sur les investissements planifiés et prévisibles pour le maintien, le renouvellement, le renforcement et l'extension du réseau, qu'il s'agisse de projets du gestionnaire de réseau ou d'un tiers, et précise pour chaque mesure les frais budgétisés par le gestionnaire de réseau. L'Institut dispose désormais de compétences élargies, notamment en ce qui concerne l'obligation d'organiser une consultation publique au sujet du plan de développement décennal à très haute tension.

8) Plateforme centralisée de données énergétiques

La loi du 9 juin 2023 a clarifié les obligations existantes du gestionnaire de réseau de transport en matière de création d'une plateforme informatique de données énergétiques. La plateforme baptisée « Leneda » est une plateforme de données centralisée qui servira comme répertoire central de référence, faisant office de plateforme unique d'échange de données et assurant une gestion centralisée de la communication de marché.

9) Protection des clients

La loi du 9 juin 2023 renforce les droits des clients dans leurs relations contractuelles avec les fournisseurs, notamment en précisant les informations précontractuelles à fournir, de même que les informations et éléments du contrat de fourniture même, notamment en cas de modification des conditions contractuelles et des prix ou des formules de prix. En outre, la facturation et l'accès aux informations relatives à la consommation sont précisés en vue de renforcer les droits des consommateurs.

Plus d'informations sur les modifications 1) à 9) se trouvent dans les chapitres 2.5.1.2 et 3.4.1.2.

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

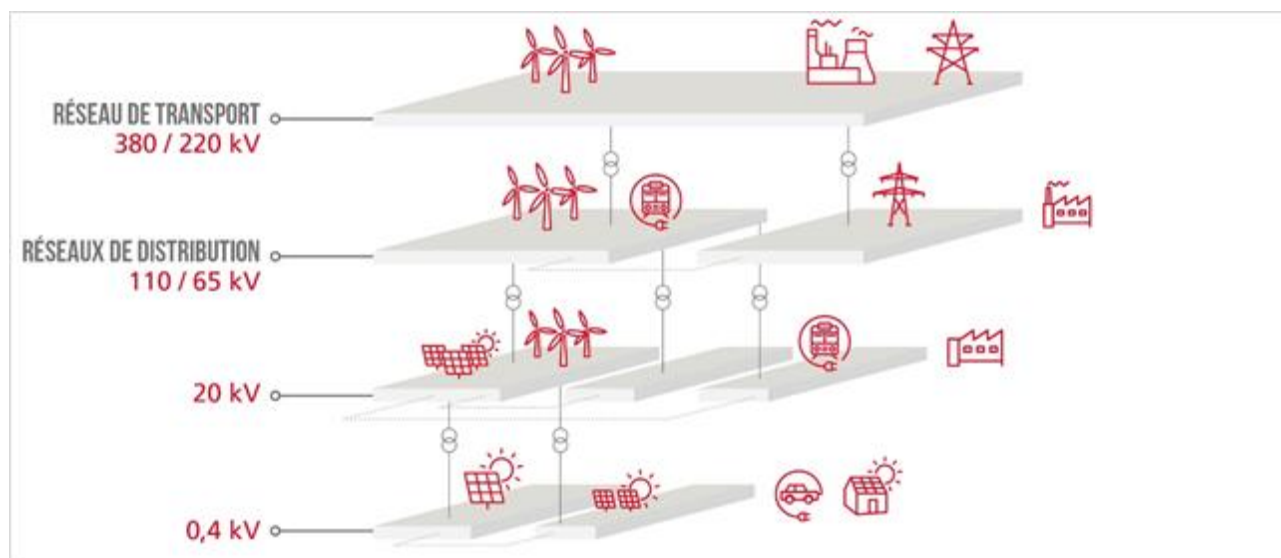
2 LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

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 Énergie¹¹ 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 sont repris par le nouveau Paquet « Énergie propre pour tous les Européens », dont notamment 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

¹¹ Pour plus de détails, consulter « 3ième paquet marché intérieur de l'électricité » sous « Législation européenne » sur le site de l'Institut : <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation>.

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

- 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 modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité 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 garde toujours sa valeur.

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. À ce jour, aucune suite n'a été donnée à cette communication de la part de la Commission 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 de prise de décision qu'un gestionnaire de réseau de distribution. Ces exigences, qui ne se trouvent pas affectées par la directive (UE) 2019/944, se retrouvent à l'article 32 de la Loi Électricité pour s'appliquer à tous les gestionnaires de réseau à l'exception des gestionnaires de réseau de distribution avec 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 cumul de mandats au sein des structures de l'entreprise intégrée qui sont directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de fourniture ou de production ;
- 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 qui contient les mesures visant à exclure toute pratique discriminatoire. Ce programme d'engagement fait l'objet d'un suivi approprié par le « Compliance Officer » qui présente toutes les garanties d'indépendance et d'intégrité. Un rapport est publié chaque année.

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).

Finalement, l'Institut a pour mission de veiller 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. Comme l'entreprise doit tenir des comptes séparés pour chacune des activités de transport et de distribution ainsi que pour les activités en-dehors du transport ou de la distribution, l'Institut veille donc notamment à ce que l'activité de développement et de gestion de la plateforme informatique nationale et centralisée de données énergétiques (dénommée « Leneda »), confiée au gestionnaire du réseau de transport d'électricité par la loi du 3 février 2021, soit séparée en comptabilité interne du GRT. Par ailleurs, l'Institut doit surveiller les pratiques de communication et les stratégies de marque du gestionnaire de réseau appartenant à une entreprise

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

verticalement intégrée. Celui-ci doit s'abstenir de toute confusion avec l'identité distincte de la branche « fourniture » de la même entreprise verticalement intégrée.

Un contrat de prestations de services a été signé entre Creos et Encevo, par lequel des services administratifs sont regroupés 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 réquisitions des articles 31(2) et 32(3) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, respectivement l'article 38(1) de la loi modifiée du 1^{er} 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.

Quelques aspects de l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport 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 chapeautées 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.

Une grande partie du rapport sur le suivi du programme d'engagements de Creos de l'année 2023 est consacré aux mesures organisationnelles mises en place pour garantir la confidentialité des informations et la transparence, que ce soit par l'absence de doubles fonctions pour les personnes responsables de la gestion quotidienne, par la défense et la préservation des intérêts professionnels des responsables de Creos afin de garantir leur indépendance ou par leurs pouvoirs de décision effectifs. Tant les membres du Conseil d'administration de Creos que son CEO ont signé une déclaration quant au respect des règles de l'unbundling. Ainsi, une attestation écrite certifie que ces personnes n'ont aucun rapport avec la gestion quotidienne des activités de production et de fourniture dans les sociétés du groupe Encevo. Il est à noter qu'à partir du 1^{er} juillet 2023 Creos a désigné un nouveau CEO.

Parmi les autres mesures organisationnelles, on peut citer l'absence de services communs, hormis pour les fonctions purement administratives et informatiques (voir pour cette dernière mesure le point 2.1.1.3 ci-après) ou l'absence de confusion dans la stratégie de marque et les pratiques de communication.

2.1.1.3 SÉPARATION INFORMATIQUE

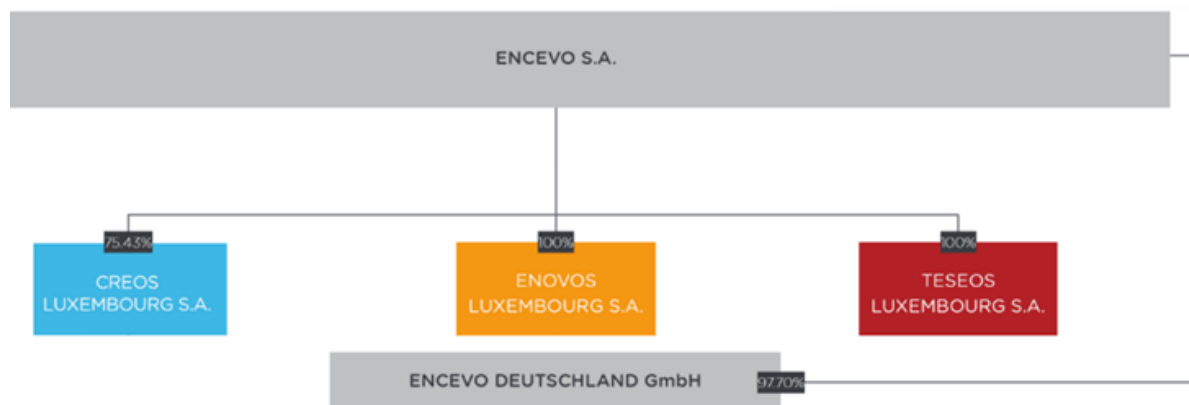
Le rapport de suivi du programme d'engagements portant sur l'année 2023 analyse en particulier un aspect concernant l'absence de services communs, hormis pour les fonctions purement administratives et informatiques. En effet, le rapport donne un aperçu détaillé des applications informatiques ayant un impact sur le marché. Il en est par exemple de l'application de télérelèves des données de comptage, du système de gestion des compteurs intelligents. En outre, sur base de l'article 27ter de la Loi Électricité, Creos développe une plateforme informatique nationale de données énergétiques, alimentée par les données des différents acteurs du marché. Elle est complètement séparée des autres plateformes informatiques de Creos avec un concept d'autorisations d'accès non discriminatoire.

2.1.1.4 SÉPARATION JURIDIQUE

Le Graphique 2 représente une version simplifiée du schéma disponible sur le site Internet du groupe Encevo¹² et montre comment Creos est dissociée sur le plan de la forme juridique des autres entités de l'entreprise verticalement intégrée.

¹² <https://www.encevo.eu/en/who-we-are/?title=vision-mission>

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



Graphique 2 : Le groupe Encevo (12.11.2024)

Le Tableau 1 suivant montre la structure des actionnaires d'Encevo dont il est à noter que cet actionnariat se compose au 31 décembre 2023 d'un actionnariat public (participations directes et indirectes) à hauteur de 74,52 % des parts, étant détenues par des actionnaires privés.

ACTIONNARIAT DU GROUPE ENCEVO S.A. AU 31.12.2023

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 %	SNCI
12,0 %	BCEE
4,71 %	Post Luxembourg
0,56 %	ARDIAN
100 %	TOTAL

Tableau 1 : Actionnariat du groupe Encevo S.A.¹³

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 31.12.2023

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
2,13 %	42 Administrations communales luxembourgeoises
0,05 %	Creos Luxembourg S.A. (actions propres)
100 %	TOTAL

¹³ Source : Rapport annuel 2022 de Encevo S.A.

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

Tableau 2 : Actionnariat de Creos Luxembourg S.A.¹⁴

2.1.1.5 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 de prise de décision.

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 prise de décision.

2.1.1.6 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.

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.

Il est à noter qu'en juin 2023, la société Hoffmann Frères Energie et Bois (ci-après « HFEB »), fournisseur d'énergie électrique et de gaz naturel et propriétaire/gestionnaire du réseau de distribution d'électricité sur le territoire de la commune de Mersch, a été cédée à Encevo. Alors que HFEB a continué l'activité de gestionnaire de son réseau et de fournisseur jusqu'à l'intégration du réseau dans celui de Creos à la fin de l'année 2023, il se posait temporairement un problème quant à l'absence de dissociation juridique entre les activités de production et de fourniture et celles de gestion de réseau. L'Institut a dû intervenir auprès des acteurs impliqués pour mettre fin au plus vite à cette situation illégale non conforme. Finalement, Creos a été désigné gestionnaire du réseau de HFEB au moment de l'intégration des actifs du réseau dans celui de Creos pour en faire partie intégrante au 1^{er} janvier 2024.

2.1.1.7 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.

Dans son rapport sur le suivi du programme d'engagement 2023, Creos précise qu'elle a déployé des efforts pour augmenter sa notoriété auprès de grand public. Ainsi, Creos a renforcé sa présence dans les médias et développé des partenariats lors d'événements grand public. En outre, avec le déploiement des bornes de charge publique et celui des compteurs intelligents, Creos a su faire connaître son rôle de gestionnaire de réseau sans prêter confusion avec les autres entités du groupe.

¹⁴ Source : Rapport annuel 2022 de Creos Luxembourg S.A.

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

Finalement, le portail My Creos 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.

2.1.1.8 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) en à l'automne 2013.

2.1.2.1 SERVICES D'ÉQUILIBRAGE

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

Sans préjudice des obligations des responsables d'équilibre en matière de leurs injections et prélèvements, Creos, dans 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 échangeant 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.

Depuis fin 2014, tous les responsables d'équilibre peuvent accéder à un processus de nominations *intraday* décrit dans le manuel d'équilibre pour favoriser un échange d'énergie aussi proche que possible du temps réel, afin de limiter le recours à l'énergie d'ajustement. Néanmoins, les nominations des responsables d'équilibre luxembourgeois doivent actuellement être clôturées 30

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

minutes avant celles des acteurs allemands afin de permettre à Creos et Amprion de générer, échanger et valider les nominations transfrontalières entre eux, Amprion se chargeant ensuite de se procurer l'énergie nécessaire pour l'équilibrage auprès des prestataires de services d'équilibrage allemands.

L'Institut constate que la qualité des nominations de l'année 2023 reste relativement stable par rapport à 2022, la moyenne des écarts d'équilibre étant de -0,53 % en 2023 par rapport à -0,74 % en 2022, avec un écart-type de +7,27 % en 2023 contre 5,70 % en 2022. Ceci résulte notamment de la difficulté pour les responsables d'équilibre d'une part à évaluer la baisse de consommation d'énergie liée à la crise énergétique engendrée par la guerre en Ukraine, et d'autre part de déterminer la réduction des pertes réseau liées aux mesures d'économies d'énergie prises début 2023 et au développement de l'autoconsommation et des communautés énergétiques, alors que peu de responsables d'équilibre ont eu recours aux nominations intraday ce qui aurait permis d'affiner leurs positions. Ces difficultés de prévisions ont conduit à certains dépassements de l'écart-type toléré par la méthode, mais le coordinateur d'équilibre n'a pas souhaité appliquer les pénalités correspondantes.

Le recours aux ajustements négatifs (prévisions supérieures à la consommation réelle) s'élevait à 194 GWh (stable par rapport à 2022), et le recours aux ajustements positifs (prévisions inférieures à la consommation réelle) s'est élevé à 174 GWh (164 GWh en 2022). Ces ajustements ont été facturés/crédités aux prix applicables par Amprion et ont varié entre -6,68 €/kWh et 13,61 €/kWh en 2023 (par rapport à une fourchette de -8,27 €/kWh à 11,44 €/kWh en 2022).

En 2023, des premiers échanges ont eu lieu entre l'Institut et Creos en vue de réviser les règles d'équilibrage. Les principaux points à modifier concernent le calcul de la garantie bancaire, le calcul de pénalités en cas de déséquilibre significatif, l'introduction d'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 actuellement) afin qu'il n'y ait pas de différence de pratique pour des acteurs présents au Luxembourg et en Allemagne. La finalisation de la mise à jour de ces règles est prévue en 2024.

2.1.2.1.2 ACCÈS AUX RÉSERVES

Depuis le 1^{er} juin 2020, les fournisseurs de service d'équilibrage ayant une ou plusieurs unité(s) technique(s) raccordée(s) au réseau luxembourgeois ont la possibilité d'offrir des services d'équilibrage sur le marché allemand des réserves de stabilisation de la fréquence (FCR), sous réserve du respect de la réglementation applicable pour ces réserves sur le marché allemand.

En 2023, les discussions portant sur la possibilité pour les fournisseurs de service d'équilibrage ayant une ou plusieurs unité(s) technique(s) raccordée(s) au réseau luxembourgeois d'offrir des services d'équilibrage sur le marché allemand des réserves de restauration de la fréquence (FRR) ont repris. Les règles y relatives sont développées par Creos en collaboration avec Amprion et un consultant externe.

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 2023, 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 5 gestionnaires sont détenteurs d'une concession d'un réseau de distribution (ci-après « GRD »)¹⁵.

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

¹⁵ <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Acteurs/Le-marche-et-les-acteurs/Acteurs/Pages/default.aspx>.

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

FONCTION	GESTIONNAIRE DE RÉSEAU		NOMBRE DE RACCORDEMENTS ¹⁶	LONGUEUR DU RÉSEAU EN KM (> 35 kV)	LONGUEUR DU RÉSEAU EN KM (<35 kV)	PROPRIÉTAIRE DU RÉSEAU
GRT	Creos	Luxembourg S.A.	165.199	577,9	11.334,0	Creos Luxembourg S.A.
GRD	Creos	Luxembourg S.A.				Creos Luxembourg S.A. Commune de Steinfort
GRD	Hoffmann Frères Energie et Bois s.à r.l. ¹⁷		2.215	0	208,0	Hoffmann Frères Energie et Bois s.à r.l.
GRD	Ville de Diekirch		1.746	0	167,9	Ville de Diekirch
GRD	Sudstrom S.à r.l. et Cie S.e.c.s.		6.829	0	399,0	Ville d'Esch-sur-Alzette
GRD	Ville d'Ettelbruck		2.690	0	112,5	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s.		8	80,2	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 2023

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 :

- une estimation complète et détaillée des coûts associés au raccordement;
- un calendrier raisonnable et précis pour la réception et le traitement de la demande de raccordement au réseau;
- 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.

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

¹⁶ 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.

¹⁷ Le réseau de Hoffmann Frères est vendu à Creos avec effet au 1^{er} janvier 2024, date à partir de laquelle Creos reprend le rôle du gestionnaire du réseau.

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

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.

En 2023, un manquement à l'obligation de fournir les informations requises pour le raccordement au réseau d'un producteur décentralisé d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables a été porté à la connaissance de l'Institut. Après l'intervention de l'Institut, le GRD concerné a proposé un calendrier pour le raccordement de l'installation.

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 2023, des ajouts aux conditions techniques de raccordement aux réseaux basse tension ont fait l'objet d'une consultation¹⁸ et ont été approuvées par l'Institut¹⁹, lesquels visent notamment à :

- Établir les prescriptions techniques minimales pour le raccordement des installations solaires de balcon/mini-installations photovoltaïques.
- Clarifier plusieurs exemples de raccordement d'installations de production et de stockage en ajoutant des schémas techniques.
- Mettre en œuvre le Règlement grand-ducal du 30 juin 2023 établissant des méthodes statistiques pour la détermination de la production de certaines installations photovoltaïques (ci-après « RGD du 30 juin »).

En vue de simplifier et d'accélérer le raccordement d'une installation photovoltaïque dans un grand nombre de cas, le RGD du 30 juin exonère les gestionnaires de réseau de l'obligation de comptage de l'énergie électrique produite en autoproduction par des installations photovoltaïques d'une puissance installée inférieure ou égale à 30 kilowatts, opérées en mode autoconsommation, et permet ainsi d'éviter l'installation d'un second compteur dédié à cette installation.

Néanmoins, sur base de l'article 1^{er} du RGD, l'obligation d'installer un deuxième compteur restera en vigueur pour les installations photovoltaïques opérées en mode autoconsommation qui bénéficient d'un tarif d'injection garanti. Pour ces cas spécifiques, le deuxième compteur reste nécessaire pour des besoins de facturation et pour assurer que l'électricité injectée a été produite par les panneaux solaires. En outre, le second compteur permet aux GR de déterminer précisément la date de la première injection, laquelle marque le début de la période de 15 ans pendant laquelle l'autoconsommateur bénéficie d'un tarif d'injection garanti.

Les conditions techniques de raccordement aux réseaux moyenne tension et aux réseaux haute tension 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 8 septies 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.

¹⁸ Consultation publique du 20 juillet 2023 au 22 septembre 2023

¹⁹ Règlement ILR/E23/47 du 30 octobre 2023 portant acceptation de l'amendement aux conditions techniques de raccordement aux réseaux basse tension - Secteur électricité

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

En 2023, un porteur de projet a introduit une demande visée aux paragraphes mentionnés.

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 du marché automatisé.

Depuis la mise en œuvre en 2017, les modalités décrites dans le document « Modell der Marktkommunikation Strom für Luxemburg » (MdMS), étant annexé et faisant partie intégrante du règlement précité, ont été revues à plusieurs reprises. En 2023, la version MdMS 3.5 est entrée en vigueur par le règlement ILR/E23/41 du 10 août 2023 arrêtant les modalités procédurales relatives à la communication de marché. L'Institut continue à suivre de près le travail du comité de pilotage de la communication de marché, qui continue à développer les procédures. Cette nouvelle version implémente les nouvelles classifications des groupes de partage introduits par la loi du 9 juin 2023 ainsi que le type d'installation Remote Relay Module (RRM) dans la section « Smart meter services ».

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, une intégration qui devrait être achevée au plus tard le 1 janvier 2027²⁰.

2.1.2.5 LE RÉSEAU INTELLIGENT

Le déploiement du système de comptage intelligent est prescrit par la Loi Électricité et prévoit une infrastructure nationale et commune de comptage intelligent pour l'ensemble des clients d'électricité et de gaz naturel à déployer « au plus tard à compter du 1^{er} juillet 2016 »²¹ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins 95 % au 31 décembre 2019 pour l'électricité²². Pour l'électricité, cet objectif a été atteint avec un taux d'installation de 98,9 % au 31 décembre 2023 (contre 98,5 % vers la fin 2022).

Le compteur électrique communique généralement via la ligne électrique du gestionnaire de réseau avec un « concentrateur de données » qui collecte les courbes de charge de maximum 150 compteurs électriques différents et les envoie ensuite à Luxmetering GIE (ci-après « Luxmetering »), l'opérateur technique commun des GRDs, où toutes les données de comptage enregistrées par les « Smart Meter » sont collectées et corrigées (si nécessaire, en cas de valeurs manquantes).

Les données de comptage quart-horaires sont transmises par le gestionnaire de réseau au fournisseur sur base quotidienne. Les données quart-horaires sont alors utilisées pour déterminer les bilans d'équilibre du responsable d'équilibre au lieu de profils standards synthétiques. Les données permettent également aux fournisseurs de proposer des contrats de fourniture à prix dynamique à leurs clients. Les compteurs intelligents présentent également des avantages pour les gestionnaires de réseau : ils n'ont plus à se déplacer chez leurs clients pour la lecture d'énergie consommée ; de même, la manipulation des compteurs et donc le vol d'électricité sont rendus beaucoup plus difficiles et le gestionnaire de réseau peut mieux contrôler son réseau grâce aux données disponibles et planifier ainsi les investissements futurs dans les infrastructures de manière plus précise et plus allégée.

Au 31 décembre 2023, 99,59 % des 337.345 compteurs en basse tension ont pu transmettre leurs données de consommation quart-horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif ; pour 98,37 % des compteurs activés, la courbe de charge était communiquée au fournisseur sur base journalière. Dès lors, il est maintenant aisé pour le consommateur d'accéder à ces données de consommation quart-horaires, ceci généralement à travers les portails clients des sites Internet des fournisseurs et gestionnaires de réseau.

Depuis 2021, les gestionnaires de réseau commercialisent, sous la désignation « Smarty + », un dispositif qui peut être connecté directement au compteur électrique intelligent et qui permet ainsi au consommateur, en combinaison avec une application mobile, de suivre sa consommation ou sa production à tout moment et n'importe où en temps quasi réel ; si le consommateur le souhaite, ces informations peuvent également être partagées avec son gestionnaire de réseau et avec des fournisseurs de services énergétiques. Cette option technique permettant au consommateur de suivre sa consommation électrique en temps quasi réel avec

²⁰ [Projet de règlement grand-ducal relatif à la plateforme informatique de données énergétiques](#)

²¹ Selon les lois du 1 août 2007 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

²² Art. 29 de la loi du 1 août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

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

un investissement modeste et relativement peu de complexité ne s'est cependant pas encore traduite par des développements techniques ou commerciaux sur le marché ; du moins l'Institut n'a pas connaissance d'applications ou de services qui permettraient aux consommateurs de tirer un bénéfice pratique immédiat de leurs données de consommation en temps réel.

Par ailleurs, la généralisation des comptages intelligents marque une étape importante dans l'évolution de la gestion des réseaux d'énergie. Il s'agit de la première étape, indispensable à l'avènement d'une gestion des réseaux et des flux d'énergie qui soit à la fois plus digitale et plus proche du temps réel.

En effet, la décarbonisation et l'électrification de la société impliquent une augmentation des flux d'énergie en circulation ainsi qu'une augmentation de la volatilité de ceux-ci. Les réseaux d'énergie sont par conséquent de plus en plus sollicités alors que dans le même temps, la probabilité d'usages simultanés augmente pour toute une série d'applications : mobilité et chauffage électriques, par exemple.

Dans ce cadre, la mise en œuvre concrète du comptage intelligent est un pas essentiel vers le « Smart Grid » qui se dessine à l'horizon 2030. Cette évolution est indispensable pour garder le contrôle sur le système tout en offrant la possibilité concrète à tous les acteurs d'être réellement et efficacement actifs sur les marchés de l'énergie.

La régulation TEN-E²³ 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, en ce compris 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 de marchés 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 d'investissements au niveau des sous-stations MT/BT avec l'ambition de faire évoluer le parc en moyenne tension pour atteindre 50 % de sous-stations dites intelligentes 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 différents trajets ont été initiés 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. Cette stratégie doit permettre de 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 de sorte à pouvoir répondre rapidement et de manière digitale à la variabilité de la demande et de la production d'énergie.

Le portefeuille de projets correspondant à ce programme comprend quatre grands axes. Le premier concerne le développement de 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. Le deuxième axe concerne l'infrastructure de

²³Source : https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy_en#:~:text=On%2023%20June%202022%2C%20the,technologies%20into%20the%20energy%20system.

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

télécommunication permettant de transmettre et de mobiliser de toutes ces informations en temps réel. Le troisième axe concerne le développement de l'écosystème applicatif permettant l'analyse, la prédiction, l'automatisation et l'action à distance. Citons par exemple, entre autres, les applications²⁴ Gridscope, GridMap, GridFlex, et Alva 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. Finalement le dernier axe concerne l'exploration, l'expérimentation et la mise à l'épreuve pratique des concepts et des solutions envisagées au travers de projets et d'expériences pilotes (Living Lab).

Tel que prévu à l'article 54 (2) z) de la Loi Électricité, la mission du régulateur comporte en outre de contrôler et 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 qui promeut l'efficacité énergétique et l'intégration de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, sur la base d'un ensemble limité d'indicateurs et avec publication d'un rapport national comprenant des recommandations tous les deux ans. La présente section doit être comprise comme réponse à cette obligation de la part de du régulateur qui documente les obligations susmentionnées dans le cadre du présent rapport.

L'Institut participe d'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.

Dans ce cadre, il est important de faire remarquer 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 une mise en œuvre plus efficace des tâches des opérateurs de réseau.

À titre d'illustration, citons les indicateurs liés au suivi du déploiement des compteurs intelligents, des sous-stations intelligentes, ou encore les SAIDI et SAIFI.

2.1.2.6 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'électricité²⁵ 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, planifiées²⁶ et non-planifiées²⁷, et leurs causes est renseignée dans le Tableau 4 ci-dessous.

Tableau 4 : Nombre et causes d'interruptions

NOMBRE D'INTERRUPTIONS		2019	2020	2021	2022	2023
Interruptions planifiées		450	433	685	840	1.101
Interruptions non-planifiées	Conditions atmosphériques	22	9	32	21	35
	Force majeure	0	3	106 ²⁸	0	0
	Dommage causé par un tiers	248	247	348	371	436
	Cause interne	236	247	351	347	356
	Réseau en amont	4	2	2	1	0
	Réseau en aval	31	15	49	83	26
TOTAL DES INTERRUPTIONS		973	974	1.573	1.663	1.954

²⁴ <https://www.nexxtlab.lu/gridscope-module/>, <https://www.nexxtlab.lu/gridmap-module/>, <https://www.nexxtlab.lu/gridflex-module/>, <https://datathings.com/alva/references-creos-deploy.html>

²⁵ <http://data.legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2011/05/20/n1/jo>

²⁶ 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.

²⁷ Les gestionnaires de réseau sont chargés de réparer les dégâts causés au réseau suite à des événements imprévus, par exemple les intempéries qui endommagent fortement l'infrastructure.

²⁸ Nombre élevé causé entre autres par l'inondation en juillet 2021

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

Le nombre total d'interruptions a augmenté par rapport à 2022. Cette augmentation est principalement due aux interruptions planifiées. Étant donnée 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 SAIDI²⁹ et le SAIFI³⁰, dont l'évolution est documentée dans le Tableau 5 suivant³¹ :

	2019	2020	2021	2022	2023
SAIDI (non-planifié)	27,3	16,6	13,9	20,6	13,1
SAIFI (non-planifié)	0,35	0,26	0,33	0,39	0,29

Tableau 5 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées

Le SAIDI, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de raccordement, est de 13,1 minutes par point de raccordement en 2023. Il convient de noter que la durée d'interruption au Luxembourg reste basse comparée à la moyenne européenne³².

Le SAIFI, qui caractérise la fréquence d'interruption à un point de raccordement pour l'ensemble des réseaux de distribution, est de 0,29 interruptions par point de raccordement en 2023.

Les GRDs indiquent que l'ensemble des 1.101 interruptions planifiées ont été notifiées aux clients concernés à l'avance. 853 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.

2.1.2.7 L'INFRASTRUCTURE DE CHARGE ÉLECTRIQUE

2.1.2.7.1 INFRASTRUCTURE DE CHARGE PUBLIQUE

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.

Le nombre de points de recharge³³ accessibles au public est disponible sur le site-Internet de l'Observatoire digital de la mobilité (ODM).³⁴

La Directive 2019/944 a précisé le cadre légal européen pour l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques. Dans son article 33, cette Directive 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. La Directive permet néanmoins de déroger à cette disposition si, suite à une procédure d'appel d'offres, aucun autre acteur ne s'est vu conférer le droit d'être propriétaire de telles installations, ni de les développer, de les gérer ou de les exploiter, ou ne peut fournir ces services à un coût raisonnable et en temps utile. La loi du 9 juin 2023 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité³⁵ a transposé cette Directive en droit national et prévoit une procédure de consultation publique laquelle est organisée au moins tous les cinq ans pour évaluer s'il existe un intérêt réel et sérieux de reprendre l'infrastructure de charge publique existante. Dans ce contexte, le ministère ayant

²⁹ System Average Interruption Duration Index – indicateur représentant la durée d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

³⁰ System Average Interruption Frequency Index – indicateur représentant la fréquence d'interruption moyenne subie par un client sur l'année.

³¹ 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.

³² 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>.

³³ Ce nombre est plus élevé que le nombre des bornes de recharge, lesquelles peuvent disposer de plusieurs points de recharge.

³⁴ Source : <https://transports.public.lu/fr/planifier/odm/bornes-recharge.html>

³⁵ Source : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1117.pdf>

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

L'Énergie dans ses attributions a effectué fin 2021 une consultation publique afin d'évaluer l'intérêt des acteurs du marché de l'électromobilité à reprendre l'infrastructure de charge publique pour véhicules électriques du Luxembourg et à la gérer dans le cadre d'une concession de service public.

La consultation s'est terminée le 18 janvier 2022 avec le retour de 3 acteurs du marché³⁶ qui ont manifesté leur intérêt explicite pour la reprise et la gestion de l'Infrastructure de charge. Le résultat de cette consultation étant positif, il y aurait lieu de lancer 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. En attendant cette procédure, les coûts de l'infrastructure de charge publique ont été sortis des tarifs d'utilisation du réseau et séparés en comptabilité des gestionnaires de réseau avec effet au 1^{er} janvier 2022.

2.1.2.7.2 APPELS D'OFFRES

Suite à une mise en concurrence, un propriétaire d'infrastructure de charge accessible au public est éligible à une aide publique, pouvant aller jusqu'à 70 % de la valeur des actifs, à solliciter en vertu de la loi du 26 juillet 2022³⁷ relative au régime d'aides en faveur des entreprises investissant dans des infrastructures de charge pour véhicules électriques. Plus d'informations sur les appels d'offres réguliers de l'État sont disponibles sur le site Internet du Gouvernement³⁸.

Il y a lieu de rappeler qu'il existe un autre régime d'aide réservé aux petites et moyennes entreprises (PME). Ainsi, sur simple demande, les PME peuvent bénéficier d'une subvention allant jusqu'à 50 % des coûts liés aux bornes de charge et jusqu'à 60 % des coûts liés au raccordement au réseau électrique. Cette aide est plafonnée à 60.000 euros par entreprise pour les coûts de raccordement au réseau électrique et à 40.000 euros pour les autres coûts liés au déploiement.

³⁶ Source : <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/electromobilite/em-rapport-consultation-reprise-gestion-icp.pdf>

³⁷ Source : <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/loi/2022/07/26/a395/jo>

³⁸ <https://gouvernement.lu/fr/actualites.html>

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

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 2023 est fixée par le règlement tarifaire ILR/E20/22 du 26 mai 2020. Le cadre posé par ce règlement expirant au 31 décembre 2024, l'Institut a travaillé à l'élaboration d'un nouveau règlement ILR/E24/18 définissant la méthodologie de détermination du revenu autorisé pour la période de régulation 2025-2028. Ce dernier a été publié le 28 juin 2024.

L'Institut souligne que 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'électricité³⁹.

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 identifiables.

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.

Au niveau des investissements, le règlement prévoit des incitations financières pour les projets d'envergure, en cas de dépassement des objectifs fixés ex-ante, en termes de coûts et de durée de réalisation du projet en question. En revanche, le non-respect de ces objectifs peut entraîner des pénalités pour les gestionnaires de réseau.

Des dispositions réglementaires spécifiques encadrent les projets d'investissement informatiques, supportant ainsi la numérisation des réseaux électriques et la constitution de réseaux intelligents.

Les investissements sont rémunérés en intégrant les amortissements et le coût du capital engagé dans le revenu autorisé. Les actifs régulés sont évalués à leur valeur d'acquisition historique et amortis linéairement. Le coût du capital engagé est déterminé en multipliant la valeur nette des actifs régulés par le « coût moyen pondéré du capital » (CMPC). Ce CMPC, nominal avant impôts, est fixé par le règlement tarifaire à 4,81 % pour les années de la période de régulation 2021 à 2024.

Les charges contrôlables et les charges non contrôlables constituent l'ensemble des charges d'exploitation.

Les charges contrôlables sont fixées en début de la période de régulation et adaptés annuellement à l'inflation, à l'évolution des salaires et à l'extension des réseaux. Des demandes d'arrangement explicites peuvent être accordées pour des coûts nécessaires et inévitables qui n'étaient pas reflétés dans les charges contrôlables en début de période.

Les charges d'exploitation non-contrôlables regroupent par définition les charges sur lesquelles le gestionnaire de réseau n'a pas d'influence directe. Ces charges sont acceptées pour le montant réellement encouru. Parmi ces charges figurent entre autres la contribution du Luxembourg aux coûts des services auxiliaires qui permettent aux gestionnaires du réseau de transport d'électricité de la zone commune avec l'Allemagne de maintenir la fréquence et la tension aux bons niveaux, de résoudre les congestions sur le réseau de transport et de gérer l'équilibre entre production et consommation, ceci notamment en constituant et activant des

³⁹ Cette restriction concerne uniquement les entreprises d'électricité avec plus de 100.000 clients raccordés.

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

réserves d'équilibrage, ainsi que la compensation des pertes en ligne, résultant de la dissipation de chaleur lors du transport d'électricité à travers le réseau.

Le facteur qualité comporte une incitation financière pour la bonne disponibilité du réseau ainsi que pour la durée moyenne de réalisation d'un raccordement en basse tension et le taux moyen de transmission des valeurs de comptage de l'énergie électrique aux fournisseurs d'électricité.

2.1.3.2 STRUCTURE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RÉSEAU

Le règlement ILR/E20/22 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. Au niveau de la basse tension (BT), une redevance mensuelle fixe pour l'accès au réseau et une composante volume exprimée en cents/kWh sont appliquées. La redevance mensuelle fixe inclut les frais de comptage.

L'analyse des courbes de charge, tout comme les projections de la demande électrique, anticipe une augmentation des pointes de charge, représentant un défi considérable qui nécessitera des investissements supplémentaires dans de nouvelles capacités de réseau et une gestion intelligente des charges flexibles. Étant donné que le facteur principal de dimensionnement des réseaux est la charge maximale, il est particulièrement important de trouver des moyens permettant de limiter sa croissance et de déployer le potentiel de flexibilité des prélèvements et injections dans le réseau.

En effet, en vertu de la Loi Électricité, le régulateur fixe les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux, et ladite loi précise que le régulateur veille à ce que les tarifs permettent d'améliorer la participation du consommateur à l'efficacité du système, y compris à la gestion de la demande, à la production distribuée, à l'autoconsommation et aux effacements de consommations.

Les tarifs doivent refléter les coûts, mais également les économies de coût réalisées dans les réseaux et imputables aux mesures portant sur la gestion de la demande, aux mesures d'effacements de consommation, à la production distribuée et à l'autoconsommation, notamment les économies résultant de l'abaissement du coût d'acheminement ou des investissements dans le réseau, et d'une amélioration de son exploitation.

L'Institut a également poursuivi les démarches entamées en 2022 relatives à l'évolution de la structure tarifaire pour l'utilisation des réseaux d'électricité. Après la consultation publique du 16 septembre 2022 au 30 octobre 2022 à ce sujet, l'Institut a intensifié les discussions avec les acteurs concernés tout au long de l'année 2023 sur le paramétrage de cette nouvelle structure tarifaire et sa mise en pratique proprement dite, ainsi que sur une stratégie de communication à mettre en place pour 2024.

La structure tarifaire a été arrêtée par le règlement ILR/E23/49 du 15 novembre 2023.

En parallèle, l'Institut a entamé les échanges au sujet d'une nouvelle réglementation sur la détermination des coûts des gestionnaires de réseau à transposer en tarifs. L'Institut s'est basé sur les travaux d'un expert externe, aussi bien pour le coût moyen pondéré du capital, utilisé pour déterminer la rémunération sur les capitaux investis, que pour l'évolution du cadre réglementaire.

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, Esch-sur-Alzette ou Mersch. Cette péréquation tarifaire facilite la comparaison des produits d'électricité sur l'ensemble du territoire luxembourgeois.

Les frais d'utilisation du réseau ne sont qu'en partie proportionnels à l'énergie électrique prélevée du réseau (en kilowattheure – kWh). En basse tension, niveau auquel sont connectés les ménages, un quart des frais d'utilisation réseau est réparti sous forme d'une redevance mensuelle fixe, en fonction de la puissance du raccordement. La redevance mensuelle fixe est due, quelle que soit la consommation effective et même en l'absence d'une consommation électrique.

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

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.

L'année 2023 s'inscrit tout comme l'année 2022 dans un environnement économique très difficile avec des niveaux de prix de l'énergie élevés.

Pour le 1^{er} septembre 2023, l'Institut a pour la première fois adapté les tarifs d'utilisation des réseaux électriques en cours d'année. L'Institut avait communiqué via sa note explicative du 19 décembre 2022⁴⁰ que les estimations sur base desquelles les tarifs applicables à partir du 1^{er} janvier 2023 ont été approuvés, étaient munies d'incertitudes au niveau des coûts des services auxiliaires de la zone de marché commune avec l'Allemagne. En été 2023, les nouvelles estimations ont montré une baisse considérable des coûts en question par rapport aux estimations retenues dans la proposition tarifaire. Ainsi, l'Institut a procédé à l'adaptation de la méthode tarifaire ILR/E20/22 du 26 mai 2020 pour ouvrir la possibilité au gestionnaire de réseau, de manière exceptionnelle, de soumettre une demande pour modifier les tarifs approuvés au cours d'une année.

En juillet 2023, les gestionnaires de réseau ont soumis une demande d'adaptation des tarifs réseau en vigueur. Ces tarifs, d'application à partir du 1^{er} septembre 2023, ont été approuvés par les décisions du 1^{er} août 2023. Une note explicative a été publiée en date du 9 août 2023⁴¹.

Fin 2023, l'Institut a approuvé les propositions de tarifs d'utilisation du réseau des gestionnaires de réseaux d'électricité pour l'année 2024. Ces tarifs restent au niveau des tarifs du 1^{er} septembre 2023.

Le Tableau 6 ci-après reprend les tarifs redevables pour l'utilisation du réseau et agrégés au niveau national, tel que publiés par Eurostat⁴², pour deux catégories de consommateurs différents.

Type de client	Consommation annuel (MWh)	Frais d'utilisation réseau (EUR/MWh)				
		2019	2020	2021	2022	2023
Client résidentiel DC	2,5 - 5	74,50	79,70	78,60	78,40	123,00
Client industriel IC	500 – 2.000	33,30	30,40	30,90	30,40	66,20

Tableau 6 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau⁴³

De façon générale, les tarifs d'utilisation du réseau ont considérablement augmenté au 1^{er} janvier 2023 pour tous les niveaux de tension. Dans sa note explicative du 19 décembre 2022, l'Institut a mis en avant les raisons suivantes.

D'un côté, le Luxembourg forme avec l'Allemagne une zone de marché commune pour l'électricité et contribue ainsi aux coûts des services auxiliaires qui permettent aux gestionnaires du réseau de transport d'électricité de la zone commune de maintenir la fréquence et la tension aux bons niveaux, de résoudre les congestions sur le réseau de transport et de gérer l'équilibre entre production et consommation, ceci notamment en constituant et activant des réserves d'équilibrage. Le coût de ces mesures était estimé à presque 11 milliards d'euros pour la zone commune compte tenu de l'évolution du nombre d'interventions et du prix des matières premières nécessaires pour les centrales en réserve, en particulier le charbon et le gaz naturel, dont une part de 129 millions d'euros est prévue d'être couverte par les tarifs luxembourgeois en 2023 (contre 15 millions d'euros en 2022). D'un autre côté, tout transport d'électricité à travers un réseau cause des pertes en ligne par dissipation de chaleur qui doivent être compensées par le gestionnaire de réseau moyennant des achats d'électricité sur le marché. Compte tenu de l'augmentation des prix de marché de gros, le coût pour la compensation des pertes en ligne est estimé à 52 millions d'euros pour 2023 (contre 10 millions d'euros en 2022).

⁴⁰ Note explicative du 19 décembre 2022 : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1055.pdf>

⁴¹ Note explicative du 9 août 2023: <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1149.pdf>

⁴² <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>

⁴³ Eurostat : données annuelles sur les composantes de prix, séries nrg_pc_204 et nrg_pc_205.

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

Étant donné que les estimations réalisées en automne 2022 étaient munies d'incertitudes et que les coûts des services auxiliaires à charge du gestionnaire du réseau de transport pour 2023 comportaient finalement des écarts significatifs par rapport à ces estimations, l'Institut a décidé, sur proposition des gestionnaires de réseau, d'avancer la baisse des tarifs d'utilisation du réseau au 1^{er} septembre 2023 pour faire bénéficier les utilisateurs du réseau plus rapidement que prévu de la baisse des frais estimés⁴⁴. À la suite de la baisse des prix des matières premières nécessaires pour les centrales en réserve en 2023, en particulier le charbon et le gaz naturel, l'estimation du coût des services auxiliaires à charge du gestionnaire du réseau de transport est revue à 69 millions d'euros contre une estimation de 129 millions d'euros (base des tarifs acceptés par la décision ILR/E22/32 du 29 novembre 2022). En vertu de l'article 15bis du règlement modifié ILR/E20/22 du 26 mai 2020, cet écart est considéré comme étant significatif et justifiait ainsi une modification des tarifs approuvés.

2.1.4 QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

Les lignes d'interconnexion avec l'Allemagne n'ont pas subi de manque de capacité en 2023. 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 Schiffflange, 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 appliquées à cette interconnexion en 2023.

2.1.4.1 UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Le Luxembourg continue à importer physiquement son électricité principalement de l'Allemagne. En 2023, la puissance maximale mesurée était de 796 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 3,18 TWh en 2022 à 2,54 TWh en 2023. Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la Belgique ont augmenté pour atteindre 2,21 TWh en 2023 (contre 1,92 TWh en 2022). Les importations physiques d'énergie électrique en provenance de la France ont diminué à 0,107 TWh car le réseau Sotel a importé une grande partie de son énergie depuis la Belgique en 2023, réduisant ainsi le niveau des importations depuis la France. Le Tableau 7 regroupe ces données d'importation.

Les exportations physiques d'énergie électrique vers la Belgique ont diminué pour atteindre 0,039 TWh (0,109 TWh en 2022). Il n'y avait pas d'exportations significatives vers la France⁴⁵ ni vers l'Allemagne. Le Tableau 8 regroupe ces données d'exportation.

VOLUME IMPORTÉ (GWh)	2019	2020	2021	2022	2023
Belgique	240	390	1.141	1.927	2.211
France	1.338	1.155	1.146	134	107
Allemagne	4.029	3.584	3.110	3.188	2.546
TOTAL	5.607	5.129	5.397	5.249	4.864

Tableau 7 : Importations d'électricité

⁴⁴ Note explicative du 9 août 2023: <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1149.pdf>

⁴⁵ Exportations < 5 MWh.

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

VOLUME EXPORTÉ (GWh)	2019	2020	2021	2022	2023
Belgique	95	75	58	109	39
France	0	0	0	0	0
Allemagne	0	0	0	0	0
TOTAL	95	75	58	109	39

Tableau 8 : Exportations d'électricité

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.

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.

Les projets de renfort des interconnexions avec les pays voisins visent à améliorer la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg (voir Chapitre 2.3.2) et à favoriser une meilleure intégration des marchés de l'électricité ; ils s'inscrivent dans l'accompagnement de la hausse des pics de charge et de consommation du fait de l'accroissement de la population, du développement de la mobilité électrique, du passage du chauffage par énergie fossile à l'électricité (pompes à chaleur) et de 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.

Une double ligne de 380 kV est planifiée entre le Luxembourg et l'Allemagne, en utilisant autant que possible les tracés actuels des lignes 220 kV (voir Chapitre 2.4.2). Ce projet 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

La Loi Électricité dote l'Institut d'une mission de surveillance du plan de développement du réseau de transport national. Ce plan national est établi tous les deux ans par le gestionnaire de réseau de transport selon des critères de sécurité technique définis de manière à assurer la sécurité d'approvisionnement en favorisant les solutions permettant un développement durable, et dont les coûts sont efficaces et raisonnables, et selon des prescriptions techniques devant assurer l'interopérabilité des réseaux, être objectives et non-discriminatoires. Le dernier plan national en date, transmis à l'Institut, couvre la période 2023-2032 et reprend les projets d'interconnexion mentionnés plus haut.

L'Institut participe également à l'analyse récurrente par l'ACER de la cohérence de ce plan national avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (TYNDP) tel qu'élaboré par ENTSOe, conformément au règlement européen (UE) 2019/943 portant sur le marché intérieur de l'électricité. La dernière analyse date de 2022 ; le TYNDP étant actualisé tous les deux ans, la prochaine analyse aura lieu en 2024.

Dans le cadre de la mise en œuvre des dispositions de l'article 27bis de la Loi Électricité, l'Institut a également initié un processus de concertation avec les opérateurs de réseaux afin de définir plus en détail les améliorations souhaitables au niveau des plans de développement des réseaux de transport mais également des plans de développement qui devront dorénavant aussi être réalisés par les gestionnaires de réseaux de distribution. Il s'agit d'un processus d'amélioration continue de la qualité des plans et de l'intégration de ces plans avec les autres processus de la régulation (détermination des tarifs réseaux, indicateurs de performance etc.).

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.

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

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).

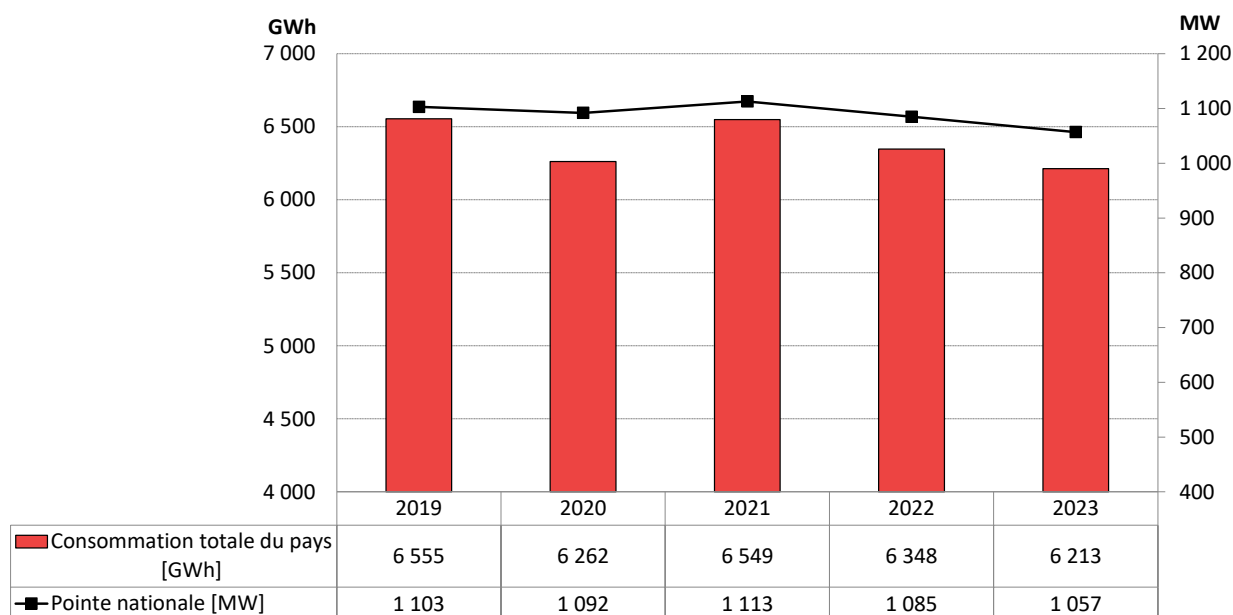
Creos est également actionnaire de la société de services JAO, établie à Luxembourg, qui agit pour les gestionnaires de réseau de transport comme entité centralisée pour fournir les services liés aux enchères en cas de fallback pour l'allocation de capacité à court terme et les services liés à l'allocation 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 2023 qui a insisté sur la poursuite de la mise en place des législations existantes pour le bénéfice de tous les consommateurs européens via la maximisation des échanges de capacité transfrontalière. Il a également souligné l'importance de l'adéquation des ressources et de la révision des zones de dépôt des offres et a rappelé les développements européens en cours concernant la participation active de la demande.

2.2 PRODUCTION ET CONSOMMATION NATIONALE

2.2.1 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le Graphique 3 montre l'évolution de la consommation et de la pointe nationale annuelle depuis 2019. La consommation nationale inclut l'électricité prélevée du réseau, les pertes du réseau et l'énergie autoconsommée. En 2023 le volume a diminué de 2,1 % par rapport à 2022 pour s'établir à 6.213 GWh. La pointe nationale, correspondant à la charge maximale quart-horaire simultanée sur tous les réseaux (Creos et Sotel) affiche une diminution de l'ordre de 2,6 % par rapport à 2022 et s'établit à 1057 MW.



Graphique 3 : Évolution de la consommation électrique et de la pointe nationale⁴⁶

En observant l'évolution des pointes des différents réseaux, il est constaté que la pointe de la charge quart-horaire maximale est en baisse, s'établissant à 807 MW contre 827 MW en 2022 dans la zone Creos (GRT)⁴⁷ et à 307 MW contre 313 MW en 2022 dans la zone Sotel (GRI). La pointe nationale reprise dans le Graphique 3 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).

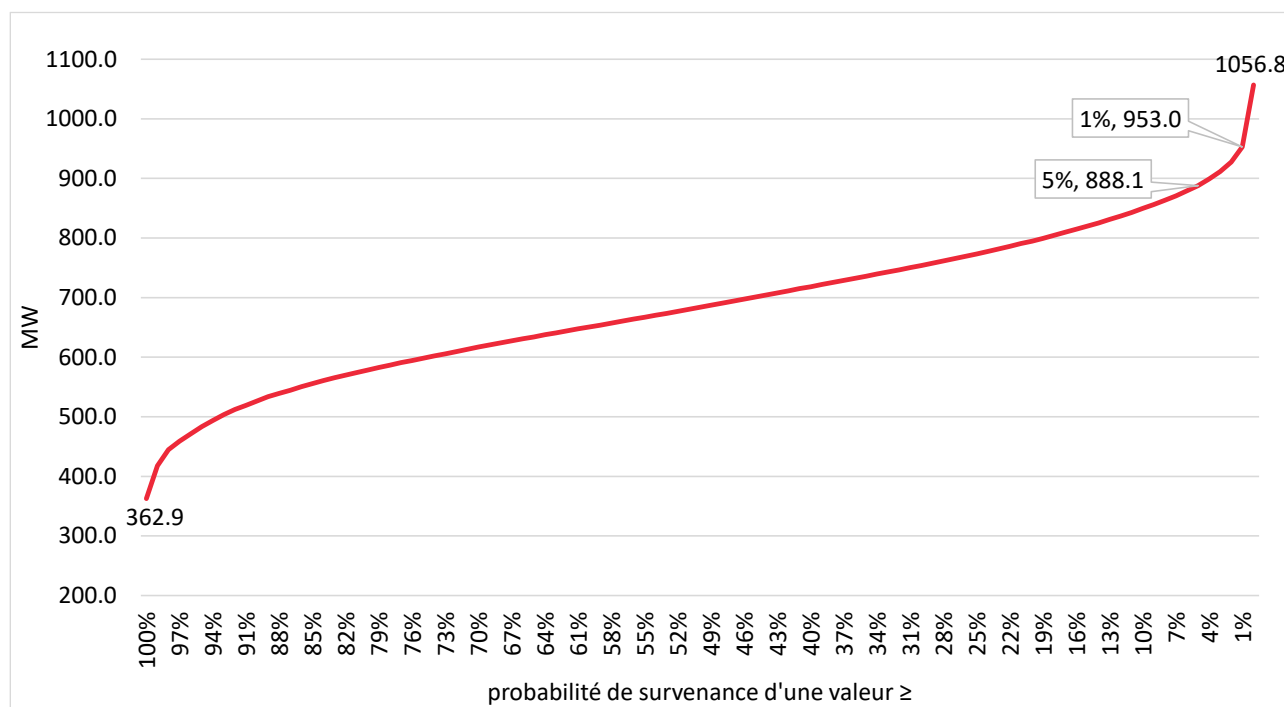
Si la pointe nationale affiche une diminution par rapport à 2022 (-2,6 %), la charge moyenne quart-horaire est elle aussi en diminution de 4,5 % par rapport à 2022 en s'établissant à 686 MW (contre 718 MW en 2022).

⁴⁶ Creos (réseau de transport) et Sotel (réseau industriel)

⁴⁷ Par zone Creos (GRT), on entend les données agrégées de consommation et puissance du GRT et des 5 gestionnaires de réseau de distribution (GRD).

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

Il convient cependant de préciser que 95 % des charges quart-horaires sont inférieures à 888 MW, et que pendant 99 % du temps la charge est inférieure à 953 MW. Le Graphique 4 présente ce fait et montre la distribution de la charge nationale quart-horaire en MW.



Graphique 4 : 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 98 MW pendant les 1 % des pointes les plus élevées, permettrait de réduire la capacité des réseaux nécessaire de 9 % (98 MW).

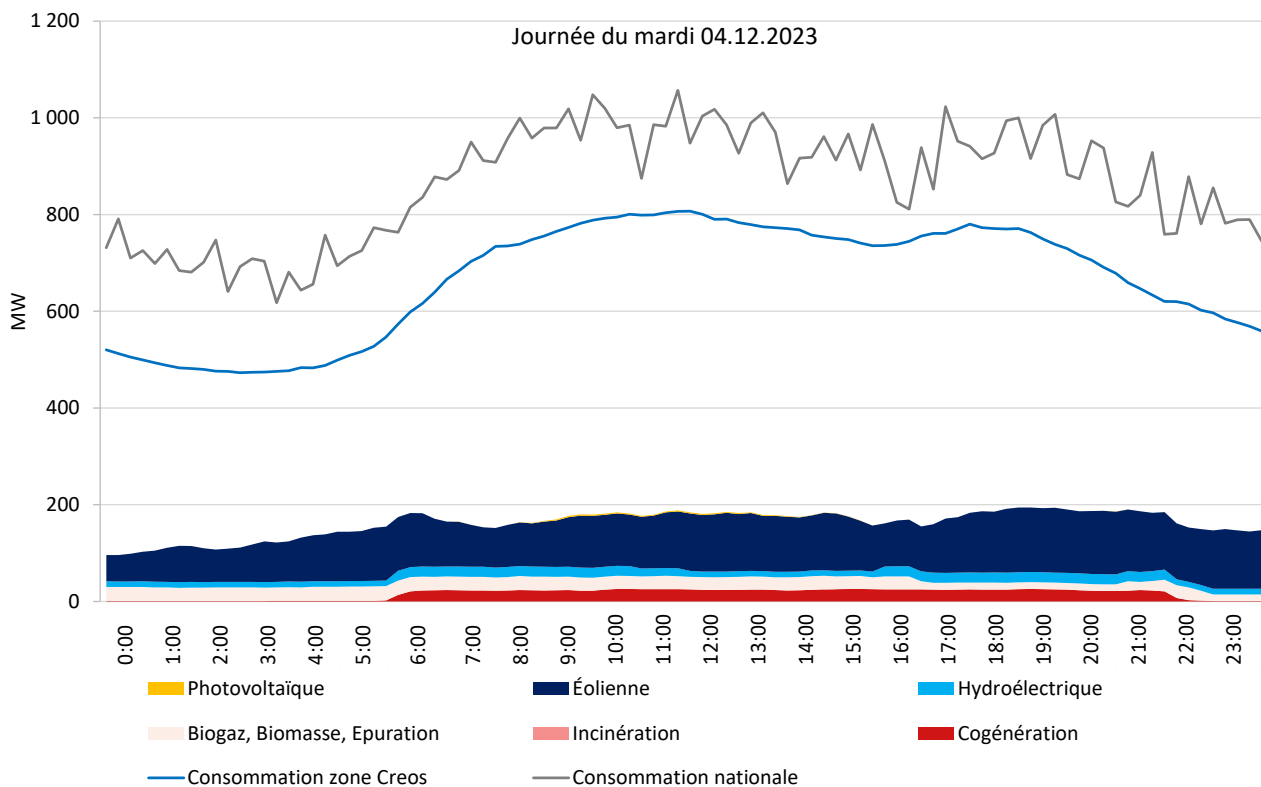
Un autre facteur de dimensionnement des réseaux se rapporte à la production d'énergie renouvelable. L'augmentation du nombre d'unités de production intermittente peut, sous certaines conditions, mettre les réseaux sous pression. En effet, le déséquilibre survient lorsque la consommation et la production ne sont pas concomitantes. Ce déphasage est d'autant plus grand lorsqu'il y a des effets saisonniers divergents et que les puissances considérées sont importantes. Pour ce qui concerne le Luxembourg, l'année 2022 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 réduire ainsi la dépendance des importations.

Le Graphique 5 montre la courbe de charge observée le jour de la pointe de consommation nationale le 04 décembre 2023. 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 les gens rentrent du travail. Ces pointes se manifestent le plus clairement dans la courbe de la consommation de la zone Creos à cause de l'évolution irrégulière à dents de scie de la consommation nationale, laquelle est due aux fours sidérurgiques électriques situées dans le réseau Sotel.

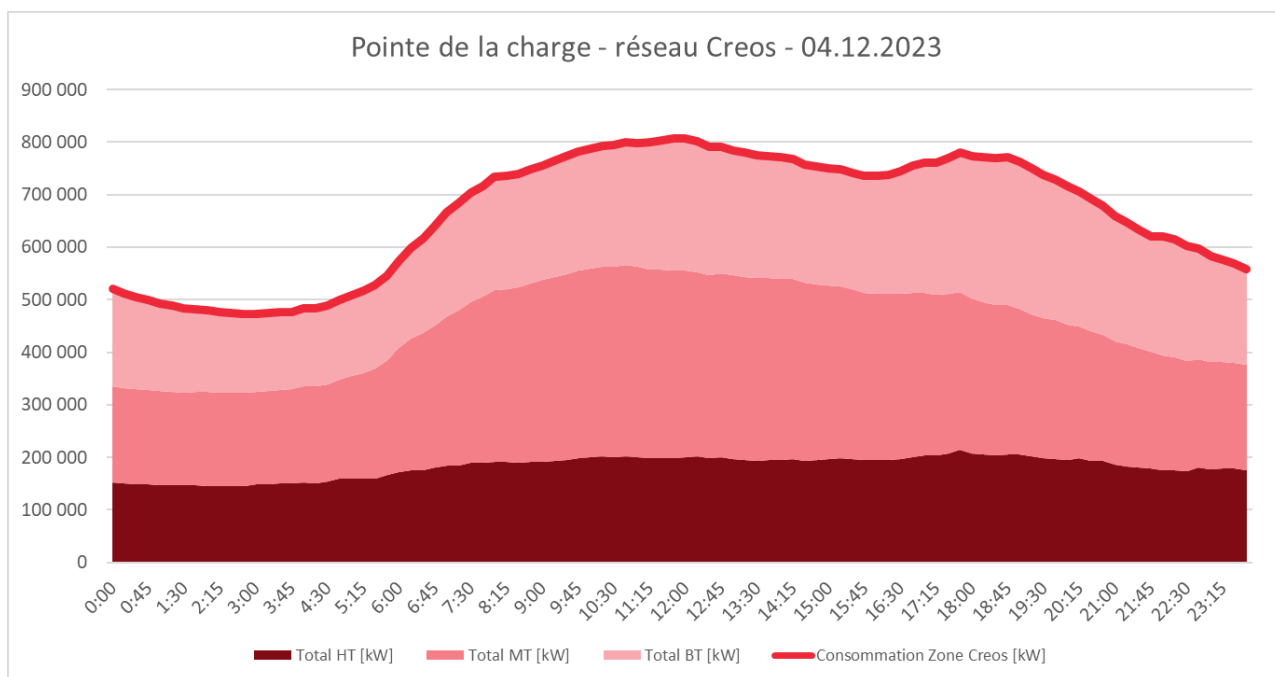
Le maximum de charge sur le réseau Creos (GRT) a eu lieu le 16 novembre 2023 à 18h45, lorsque la somme de la production nationale et de l'importation depuis l'Allemagne a connu son maximum. Cette charge s'élevait alors à 909 MW, dont 196 MW étaient exportés vers la Belgique et 713 MW destinés à la consommation dans la zone Creos.

Le Graphique 6 illustre la courbe de charge par niveau de tension le jour de la pointe de consommation dans la zone Creos le 4 décembre 2023. 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, comme par exemple une grande partie des PME a des heures d'ouverture spécifiques. 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.

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



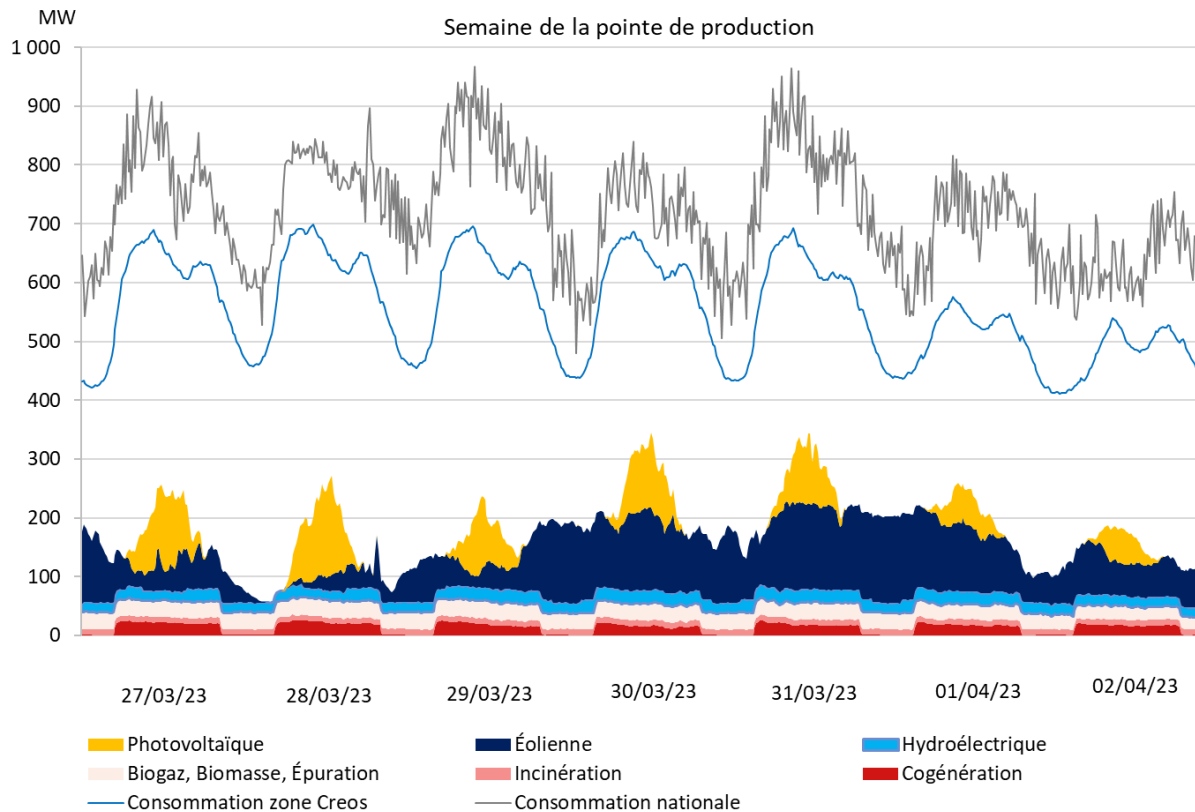
Graphique 5 : Courbe de charge du jour de la pointe de consommation 2023



Graphique 6 : Charge par niveau de tension le jour de la pointe de consommation dans la zone Creos

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

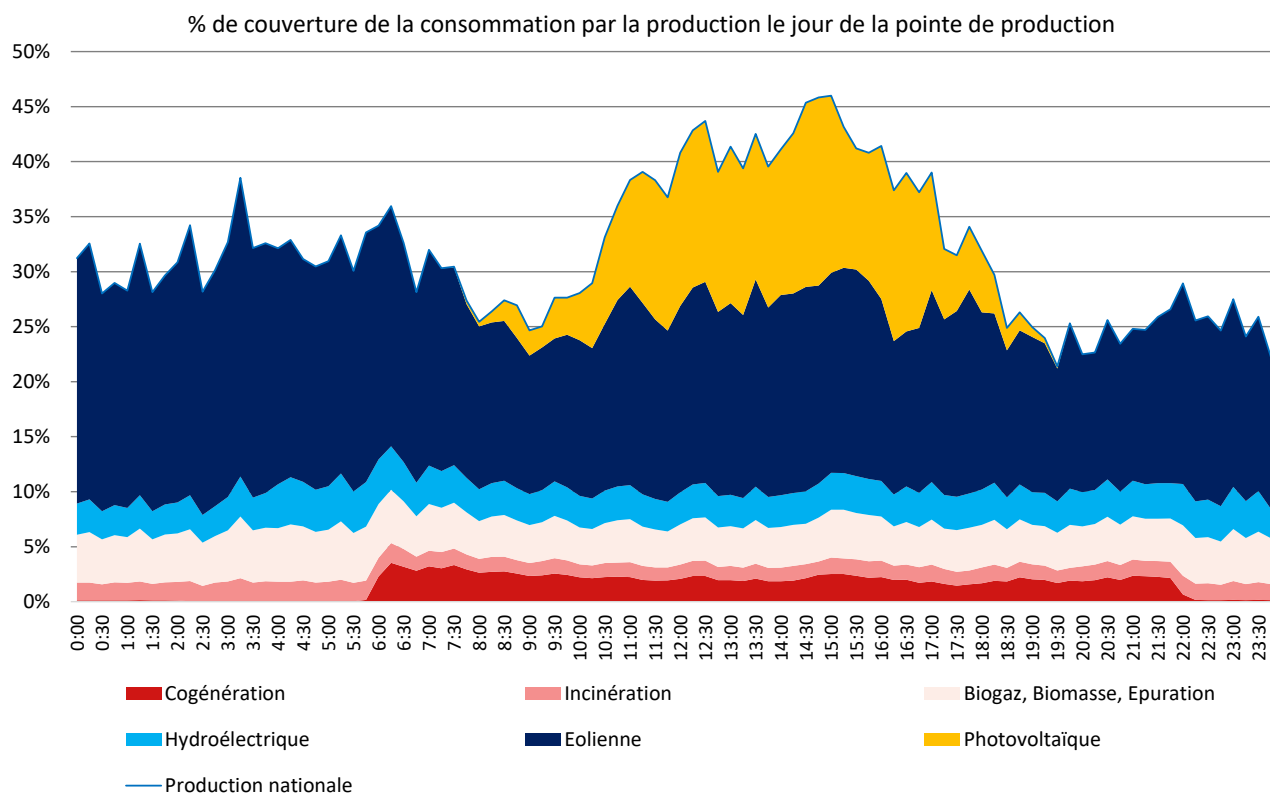
La courbe de charge de la semaine de la pointe de production (semaine du 30 mars 2023) est illustrée dans le Graphique 7. Cette dernière confirme la cohérence entre les courbes de production et de consommation et illustre les constats usuels au sein de la semaine et de la journée. Ainsi des pointes de 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.



Graphique 7 : Courbe de charge pendant la semaine de la pointe de production en 2023

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 345 MW le mercredi 30 mars 2023 à 14h30. Le Graphique 8 montre le taux de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production. Il est constaté que même à l'heure de la pointe, le Luxembourg n'arrive pas à couvrir la moitié de la consommation nationale avec la production nationale. Le taux de couverture de la consommation nationale (journée du 30 mars) par la production est en moyenne de 32 %, le minimum et le maximum sur la journée étant respectivement de 21 % et 46 %.

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



Graphique 8 : Taux de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production en 2023

Par contraste, comme le montrait le Graphique 5, la situation au moment des pointes de consommation est souvent moins favorable. Les jours comme la journée du 4 novembre 2023, journée froide et avec peu de soleil, font partie des journées les plus critiques pour le système électrique. En 2023, le jour de la pointe nationale de consommation, les conditions météorologiques ont permis à la production nationale de couvrir en moyenne 25 % de la consommation, contre 12 % en 2022. Cette hausse de 10 % entre les moyennes de 2023 et 2022 s'explique simplement par le fait qu'il y avait une production éolienne nationale beaucoup plus importante.

Le réseau Sotel a la possibilité de s'approvisionner en France ou en Belgique, c'est ainsi que le réseau Sotel a importé une grande partie de son énergie depuis la Belgique en 2023.

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.

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

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 811 MW en 2023, contre 661 MW en 2022. Ceci représente une augmentation d'environ 23 %, laquelle est principalement due à la mise en service des nouvelles centrales éoliennes, photovoltaïques et bois de rebut. Le Tableau 9 reprend les données de l'ensemble des centrales de production au Luxembourg à la fin de l'année 2022 et 2023. En tout le nombre de centrales augmente de 10.880 à 13.868, dont 13.622 installations photovoltaïques.

Le Graphique 9 montre plus en détail l'augmentation du nombre et de la puissance des centrales photovoltaïques, par catégorie de puissance installée, pour l'année 2023. Il peut en être déduit que dans chaque catégorie, une puissance importante a été installée, avec le plus grand gain dans les catégories >10kW-30kW et >500kW. Pour les installations jusqu'à 30 kW, cette augmentation est surtout due au fait que pour les centrales avec autoconsommation (30 kW), la subvention à l'investissement a été augmentée à 62,5 %⁴⁹, tandis que pour les grandes installations, l'augmentation s'explique principalement par les réalisations des centrales issues des appels d'offres de l'État.

CENTRALES DE PRODUCTION AU LUXEMBOURG

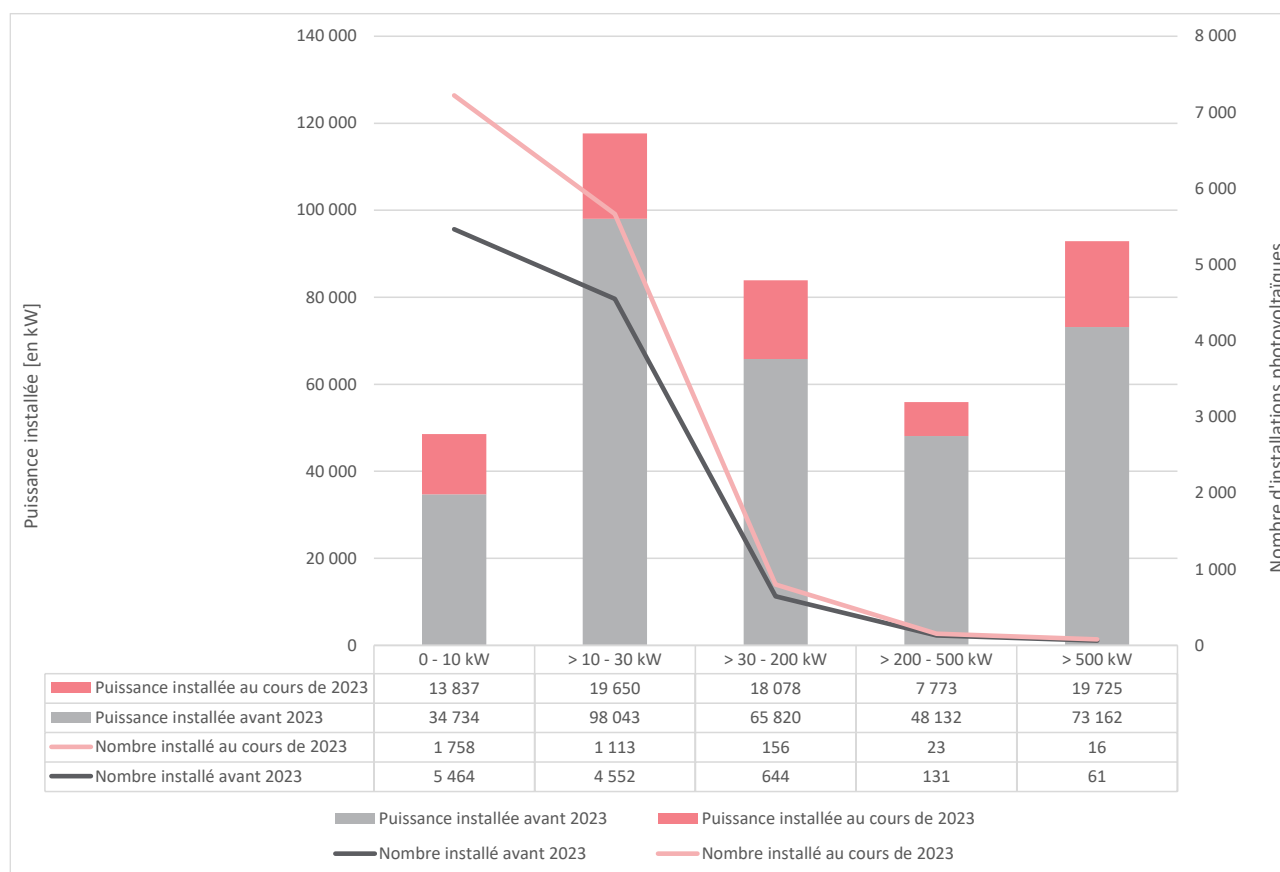
	31.12.2022		31.12.2023	
	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales	Puissance installée [kW]	Nombre de centrales
GAZ NATUREL :	80.806	107	74.620	101
DÉCHETS MUNICIPAUX :	17.250	1	17.250	1
HYDRO-ÉLECTRIQUE :				
Centrale de pompage	1.296.000	1	1.296.000	1
Centrales	33.837	32	33.687	30
TOTAL :	1.329.837	33	1.329.687	31
ÉOLIENNE	165.935	68	207.941	78
BIOGAZ	9.334	20	9.334	20
GAZ DES STATIONS D'ÉPURATION D'EAUX USÉES	1.131	4	1.131	4
GAZ DE DÉCHARGE	75	1	75	1
PHOTOVOLTAÏQUE ⁴⁸	316.634	10.639	394.256	13.622
BOIS DE REBUT	31.750	3	67.650	4
BIOMASSE SOLIDE	4.600	5	5.005	7
TOTAL	1.957.352	10.881	2.106.949	13.869
TOTAL HORS CENTRALES DE POMPAGE	661.352	10.880	810.949	13.868

⁴⁸ Pour les centrales photovoltaïques le nombre de centrales correspond au nombre de contrats existants entre les producteurs et les gestionnaires de réseaux, tels que reçus par l'Institut en date du 1^{er} juillet de chaque année.

⁴⁹ à condition que le système PV correspondant ait été commandé en 2023 et soit facturé au plus tard en 2025.

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

Tableau 9 : Centrales de production au Luxembourg



Graphique 9 : Capacités photovoltaïques mise en service au cours 2023

Le Tableau 10 renseigne sur le nombre des demandes de raccordements et des mises en service des installations de production d'électricité sur base des sources d'énergies renouvelables pendant l'exercice 2023. À noter également que le nombre et la puissance installée des installations de production d'électricité peuvent être consultées par technologie et par commune sur le site www.geoportail.lu.

En 2023, 5.040 nouvelles demandes de raccordement avec une puissance totale correspondante à 876 MW ont été faites auprès des cinq GRDs, ce qui est le double par rapport à l'année précédente (2.606 demandes et 423 MW). D'un côté, cette augmentation est due au fait que le nombre de demandes de raccordement pour des centrales photovoltaïques s'a presque doublé (de 2.550 en 2022 à 4.995 en 2023). D'un autre côté, le fait que des éoliennes d'une capacité totale de 42 MW aient été mises en service en 2023, représente une augmentation significative par rapport à la capacité mise en service en 2022 (29 MW). Étant donné que le nombre de nouveaux points de connexion (nouvelles éoliennes) est environ le même que pour les nouvelles installations en 2022, il est supposé que les installations installées en 2023 étaient nettement plus puissantes.

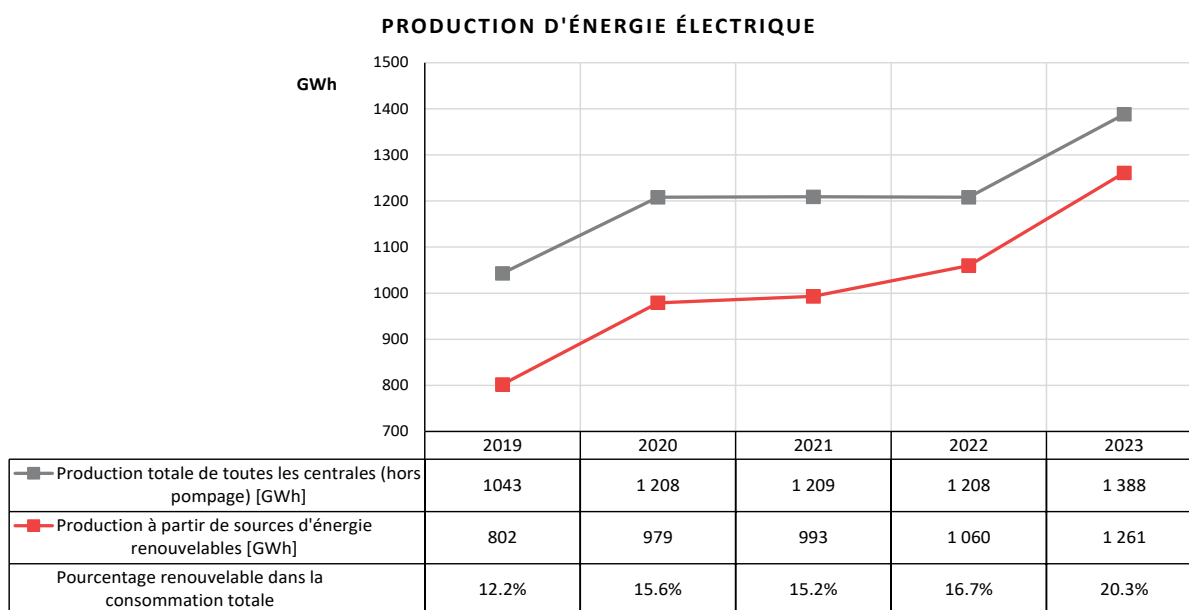
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL

	PHOTOVOLTAÏQUE		ÉOLIENNE		HYDRO-ÉLECTRICITÉ		BIOMASSE <i>BOIS DE REBUT</i>		BIOGAZ	
	Nombre	Puissance installée en kW	Nombre ⁵⁰	Puissance installée en kW	Nombre	Puissance installée en kW	Nombre	Puissance installée en kW	Nombre	Puissance installée en kW
Demandes de raccordement reçues en 2023	4.995	328.195	43	546.340	0	0	0	0	2	1.452
Demandes de raccordement ouvertes (31/12)	3.773	443.478	66	588.916	3	1.335	2	7.440	7	2.467
Centrales mises en service en 2023	3.066	79.063	10	42.006	0	0	3	36.305	0	0

Tableau 10 : Demandes de raccordement et mises en service des installations de production d'électricité

2.2.2.1.3 PRODUCTION À BASE DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

La production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelable s'élève à 1.261 GWh en 2023 (en hausse de 19 % par rapport à 2022), ce qui correspond à 20,3 % de la consommation nationale. La production renouvelable en 2023 a largement dépassé le niveau de production d'électricité à partir de sources fossiles, et représente 91 % de la production totale en 2023.



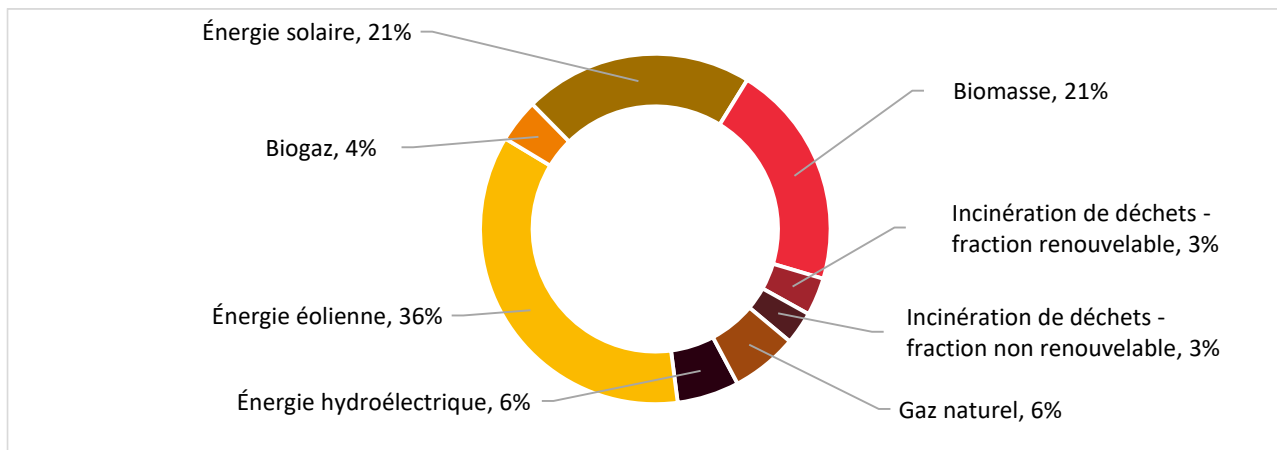
Graphique 10 : Production totale d'électricité et production à partir de sources d'énergie renouvelables

En termes de source d'énergie, l'énergie éolienne confirme son statut de première source d'énergie dans le parc de production luxembourgeois, contribuant à hauteur de 36 % à la production nationale. L'énergie solaire contribue à hauteur de 21 % à la

⁵⁰ Une « installation » peut être composée de plusieurs unités, c.-à-d. un parc éolien peut être alimenté par plusieurs éoliennes.

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

production nationale, suivie par l'énergie à partir de la biomasse ou du bois de rebut qui contribue également à hauteur de 11 %. Seulement 6 % de l'électricité produite au Luxembourg est issue de gaz naturel, combustible souvent utilisé dans les centrales de cogénération.



Graphique 11 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité

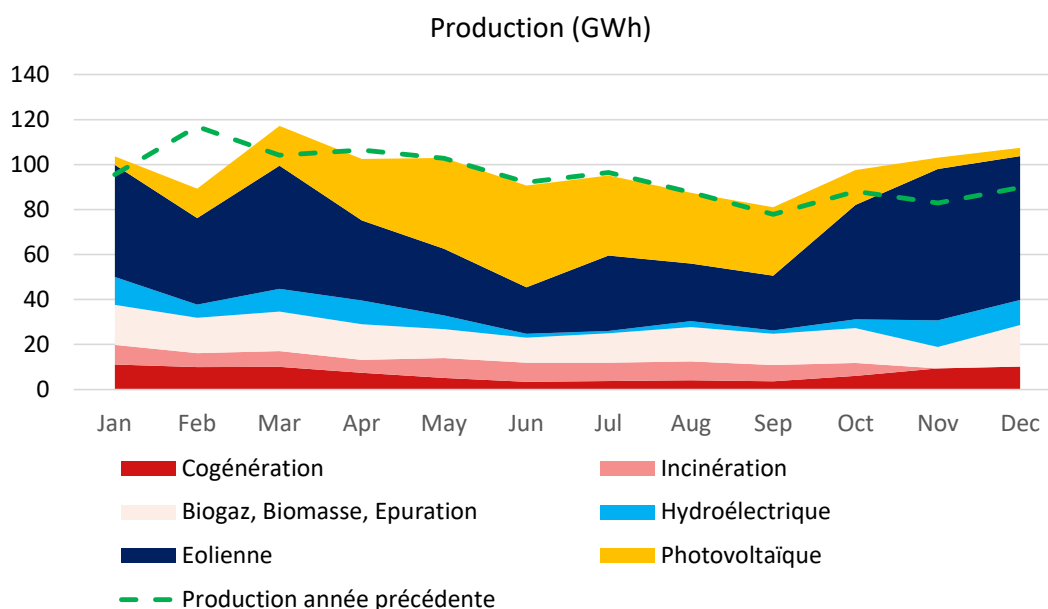
Le Tableau 11 présente la production d'électricité par source d'énergie pour les années 2022 et 2023. Il peut notamment être constaté que la production nationale a augmentée de 15 % par rapport à 2022. Cette augmentation s'explique principalement par une augmentation de 59 % de la production éolienne due à l'installation de nouvelles capacités et à des conditions climatiques favorables.

Production nationale [GWh]			
Année	2022	2023	Variation
Gaz naturel	98	85	-13 %
Hydroélectrique	64	80	24 %
Éolienne	312	495	59 %
Biogaz, Épuration	60	55	-7 %
Photovoltaïque	276	294	6 %
Biomasse	288	289	0 %
Incinération	110	90	-18 %
Total :	1.208	1.388	15 %

Tableau 11 : Évolution de la production d'électricité par source d'énergie

Le Graphique 12 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 2023, les capacités installées ont permis de couvrir en moyenne 20 % de la consommation, ce qui correspond à une légère hausse par rapport 2022 (19 %). Ce taux de couverture passe par des pointes à 70 % mais aussi par des creux caractérisés par un taux de couverture plus faible, passant parfois sous la barre des 10 %, avec un minimum de 3 %.

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



Graphique 12: Contribution mensuelle de chaque technologie de production d'électricité en 2023

2.2.2.2 APPELS D'OFFRES POUR CENTRALES DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUES

Le 22 octobre 2022 le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a lancé un appel d'offres pilote portant sur la réalisation et l'exploitation de centrales solaires agrivoltaïques (« agri-PV ») au Luxembourg couvrant un volume total de 50 MW. Suite à cet appel d'offres, 14 projets représentant une puissance totale de 52,7 MW et utilisant un total de 73,5 ha de surfaces agricoles, ont été retenus⁵¹. L'attribution s'est faite non seulement au meilleur prix, mais également en fonction de facteurs écologiques et agricoles.

Le 31 octobre 2022, le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a lancé un appel d'offres en vue d'obtenir une aide à l'investissement pour la réalisation et l'exploitation de centrales PV visant à soutenir l'autoconsommation de l'électricité produite par des entreprises⁵² (ci-après « appel d'offres autoconsommation »). L'appel d'offres disposait d'un budget total de 30 millions d'euros. Il peut être déduit des résultats que 85 projets de 75 entreprises avec une puissance totale de 46,34 MW ont été retenues et que les taux d'intensité de l'aide sont bien en-dessous des taux maximaux. Ainsi les projets retenus représentent un investissement de 44,4 millions d'euros par les entreprises, et sont soutenus par des aides à l'investissement d'un montant total de 16,1 millions d'euros (correspondant à 53,75 % du budget total).

Le 15 juillet 2023, le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a lancé un deuxième appel d'offres autoconsommation dont les résultats n'ont pas encore été publiés.

Depuis 2018, le ministre ayant l'Énergie dans ses attributions lance régulièrement des appels d'offres pour de nouvelles installations PV d'une puissance supérieure à 200 kW au Luxembourg. Le 3 décembre 2022, le ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du Territoire a lancé un cinquième appel d'offres⁵³ portant sur un volume total de 55 MW dont uniquement 5,86 MW (≈ 10,7 %) ont été attribués. Les raisons de ces attributions nettement en-dessous de l'offre peuvent être multiples : il peut s'agir notamment de plafonds tarifaires trop bas ou d'une promotion insuffisante de l'appel d'offres. Cela peut aussi être lié au fait que les deux autres appels d'offres mentionnés ci-dessus ont été lancés pendant la même période et que la puissance attribuée (46,34 MW) dans le

⁵¹ https://gouvernement.lu/fr/actualites/toutes_actualites/communiqués/2023/10-octobre/03-turmes-agrivoltaïque.html

⁵² <https://gouvernement.lu/dam-assets/documents/actualites/2023/06-juin/06-fayot-turmes-appel-projets-photovoltaïque/appel-offres-autoconsommation.pdf>

⁵³ <https://guichet.public.lu/dam-assets/catalogue-pdf/energie/appel-offre/aperçu-ao-pv5.pdf>

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

cadre de l'appel d'offre pour l'autoconsommation d'électricité photovoltaïque témoigne de la préférence des entreprises pour ce type de soumission.

2.2.2.3 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 1^{er} 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 1^{er} 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.

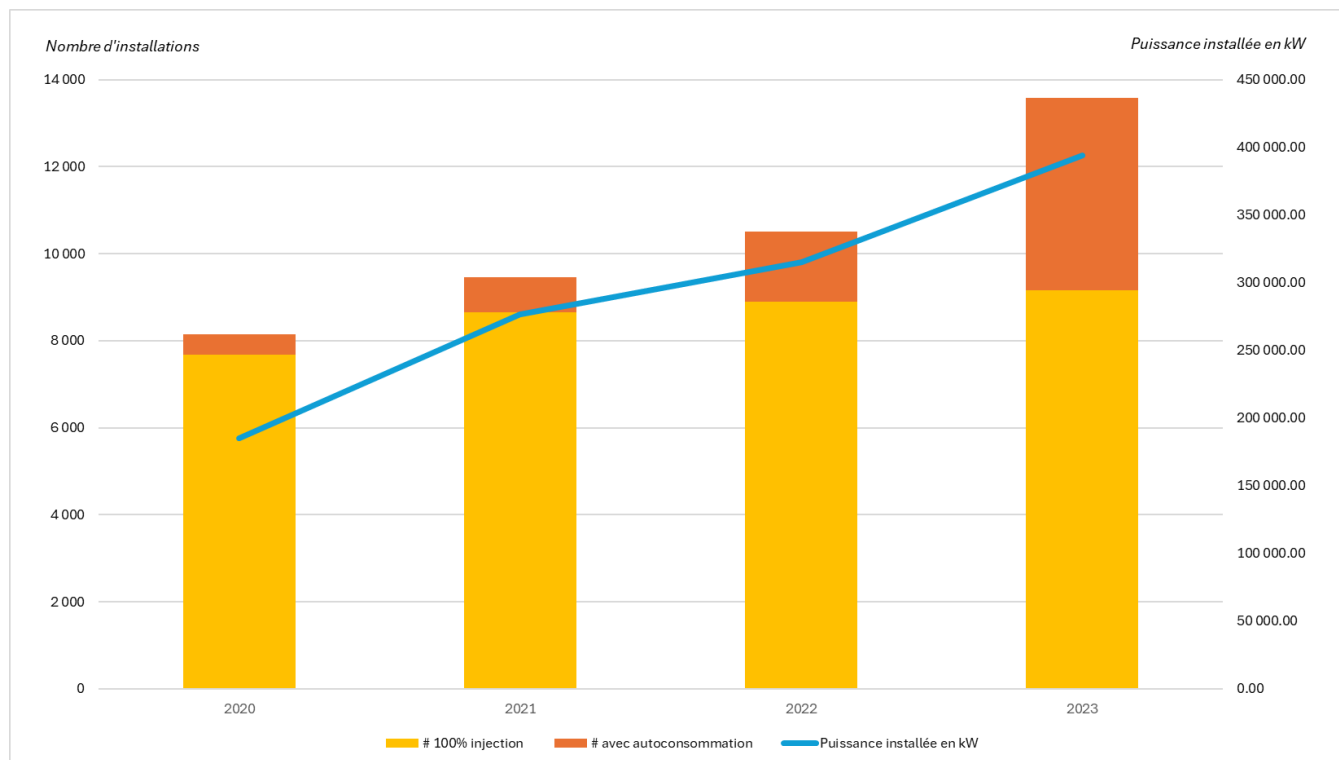
Ainsi, les résidents peuvent consommer en premier lieu leur propre production d'électricité pour couvrir la consommation de leur ménage et ensuite injecter uniquement le surplus dans le réseau de distribution. Avec la suppression des charges et redevances pour l'électricité autoconsommée, l'autoconsommation 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 citoyen 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 citoyens 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 a ensuite été 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 quatre dernières années : non seulement leur nombre absolu a augmenté constamment, mais le nombre relatif d'autoconsommateurs a également augmenté de manière très significative. Alors qu'en 2020 seulement 6 % de toutes les installations photovoltaïques installées dans le pays étaient en mode autoconsommation, ce chiffre représentait déjà un tiers fin 2023, 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 changer vers le mode autoconsommation, sans frais additionnels, en contactant leur gestionnaire de réseau. D'ailleurs Creos offre le changement vers le mode autoconsommation dans son espace client en ligne.

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



Graphique 13: évolution énergie solaire & autoconsommation

Des statistiques plus détaillées sur le nombre des centrales de production en mode autoconsommation sont illustrées par le tableau suivant.

Technologie de production / source d'énergie	Nombre d'autoconsommateurs	Production injectée dans le réseau [MWh]	Production autoconsommée (MWh)
<i>Gaz naturel</i>	8	86,253	4,633
<i>Hydroélectrique</i>	3	158,885	27,350
<i>Éolienne⁵⁴</i>	2	7,538	2,524
<i>Biogaz⁵⁵</i>	5	11.678,589	1.333,477
<i>Photovoltaïque</i>	4.249	19.945,718	22.799,677
<i>Biomasse</i>	2	74.002,501	155.781,652
<i>Incinération de déchets</i>	1	74.629,268	15.611,751
Total	4.270	180.508,752	195.561,064

Tableau 12 : Autoconsommation selon source d'énergie

⁵⁴ Une « installation » peut être composée de plusieurs unités, c'est à dire un parc éolien peut être alimenté par plusieurs éoliennes

⁵⁵ Comprennant des centrales à biogaz et à gaz de décharge

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

Au 31 décembre 2023, 4.249 installations photovoltaïques sont actives en mode autoconsommation dont 2.813 ont été mises en service en 2023.

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 conclusion de la 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 création d'une communauté d'énergie (CE) avec personnalité juridique propre et 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 citoyen devient ainsi moins dépendant de la fourniture par le réseau et des aléas des prix de marché.

L'électricité renouvelable partagée n'est également soumise à aucune charge ou redevance : ni le tarif d'utilisation du réseau, ni la contribution au mécanisme de compensation ou la taxe électricité ne sont appliquées à l'électricité partagée.

En 2023, 23 GWh d'électricité solaire a été autoconsommée, soit individuellement, soit conjointement dans le cadre de l'autoconsommation collective. L'autoconsommation collective représente 5.2 GWh partagés dans le cadre de 78 groupes de partage impliquant 281 utilisateurs.

Le Règlement ILR/E24/1 du 5 février 2024, arrêtant le modèle de répartition statique et simple pour le partage de l'énergie électrique produite⁵⁶, définit des règles de partage selon lesquelles les membres d'un groupe de partage peuvent distribuer entre eux l'électricité qu'ils produisent et consomment sur base de valeurs quart-horaires. Lors de l'élaboration de ces règles, établies en concertation avec les gestionnaires de réseaux et après consultation de tous les acteurs du marché, l'Institut a veillé à donner aux groupes de partage la plus grande liberté possible : ils peuvent ainsi donner la priorité à un point de prélèvement ou à un point d'injection (tous deux ci-après dénommés « POD ») par rapport aux autres membres du groupe de partage, répartir l'énergie produite dans le groupe de partage selon des pourcentages définis au sein de ce groupe, ou répartir l'électricité produite à chaque POD en fonction de sa propre consommation momentanée. Au lieu des règles de partage définies par l'ILR, chaque groupe de partage a aussi la possibilité de définir ses propres algorithmes, selon lesquels l'électricité produite est répartie entre ses membres.

Ce règlement décrit également comment et dans quels délais les gestionnaires de réseau doivent mettre les courbes de charge correspondantes à la disposition d'un groupe de partage et des différents fournisseurs d'électricité des POD respectifs ; de même, il prévoit les délais que le groupe de partage doit respecter vis-à-vis de son gestionnaire de réseau.

Sur base des règles susmentionnées établies en 2023, l'Institut a mis en place en mars 2024 un site Internet spécifique au sujet du partage de l'électricité : www.weshareenergy.lu.

2.2.2.4 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 vendue 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.

⁵⁶ <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/rilr/2024/02/05/a46/jo>

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

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 31 mars de chaque année⁵⁷. 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. 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 2023, le mix national se compose de 68,1 % d'énergies renouvelables, de 20,3 % d'énergies fossiles, de 9,4 % d'énergie nucléaire et de 2,2 % d'autres sources non-identifiables⁵⁸ et son impact environnemental est de 177,41 g par kWh en termes d'émissions de dioxyde de carbone et de 0,61 mg par kWh en termes de déchets radioactifs. Cette composition montre une augmentation d'énergies renouvelables par rapport à 2022 due à l'augmentation de la part renouvelable dans le mix des différents fournisseurs. Plus d'information sur le système d'étiquetage sont disponibles dans les rapports biannuels sur l'étiquetage de l'électricité⁵⁹.

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

Conformément à l'article 3 du règlement grand-ducal modifié du 1^{er} 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 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 des 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 Garanties d'Origine (ci-après « 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 2023, le résultat des Garanties d'Origine vendues aux enchères sur la plateforme de l'Institut⁶⁰ dans le cadre de la valorisation des caractéristiques de l'électricité du mécanisme de compensation est présenté dans le Tableau 13:

CATÉGORIE	SOUS-CATÉGORIE	QUANTITÉS TOTALES ATTRIBUÉES	REVENUS
SOURCE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	Éolienne	473.840 MWh	2.110.784,26 EUR
	Biomasse	118.271 MWh	540.528,78 EUR
	Solaire	25.662 MWh	137.396,66 EUR
	TOTAL	617.773 MWh	2.788.709,70 EUR

Tableau 13 : Volumes attribués à travers des enchères 2023⁶¹

Au 31 décembre 2023, 34 entreprises sont enregistrées sur la plateforme ILR GO Auctioning Platform <https://goauction.ilr.lu/>. Le différentiel de prix des offres retenues s'élève à 5,99 EUR/MWh pour la source éolienne, 5,90 EUR/MWh pour la source biomasse ainsi qu'à 5,93 EUR/MWh pour la source solaire. Le prix unitaire moyen des offres retenues s'élève à 4,45 EUR/MWh pour la source

⁵⁷ Pour l'année 2023, les caractéristiques du mix résiduel ainsi que les valeurs par défaut de l'impact environnemental du mix résiduel ont été publiées par le [Règlement ILR/E24/10 du 28 mars 2024](#) portant fixation du mix résiduel de l'année 2023 - secteur électricité.

⁵⁸ [Règlement ILR/E24/23 du 11 juillet 2024](#) portant publication de la composition et de l'impact environnemental du mix national pour l'année 2023 - secteur électricité.

⁵⁹ <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Publications/Rapports-et-etudes/Pages/default.aspx>

⁶⁰ ILR GO Auctioning Platform <https://goauction.ilr.lu/>.

⁶¹ Source : « [Résultat de la valorisation des caractéristiques de l'électricité du mécanisme de compensation – année 2023](#) » dans <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Publications/Autres-publications/Pages/default.aspx>

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

éolienne, 4,57 EUR/MWh pour la source biomasse et 5,35 EUR/MWh pour la source solaire. À noter qu'une GO équivaut à un MWh. Le différentiel de prix ainsi que le prix unitaire des offres gagnantes, pour toute source confondue, ont considérablement augmenté entre 2022 et 2023. Un historique des résultats des enchères périodiques récentes des GOs est disponible sur la Plateforme à l'onglet « Auction Results »⁶².

Le revenu de la vente aux enchères des garanties d'origine de l'année 2023 s'élève à 2.788.709,70 euros.

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'Énergie 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 (15 fournisseurs autorisés actuellement) est accessible sur le site Internet⁶³ de l'Institut.

Dix entreprises de fourniture se partageaient le marché de détail de l'électricité en 2023 qui comprend 345.259 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 GWh⁶⁴.

2.3.1.1 PARTS DE MARCHÉ

Le Tableau 14 et le Graphique 14 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
	2019	2020	2021	2022	2023	2023
Résidentiel	0,947	0,954	1,003	0,999	1,002	280.607
Secteur professionnel (< 2GWh)	1,743	1,640	1,628	1,682	1,685	65.124
Secteur industriel (> 2GWh)	3,759	3,500	3,725	3,471	3,188	190

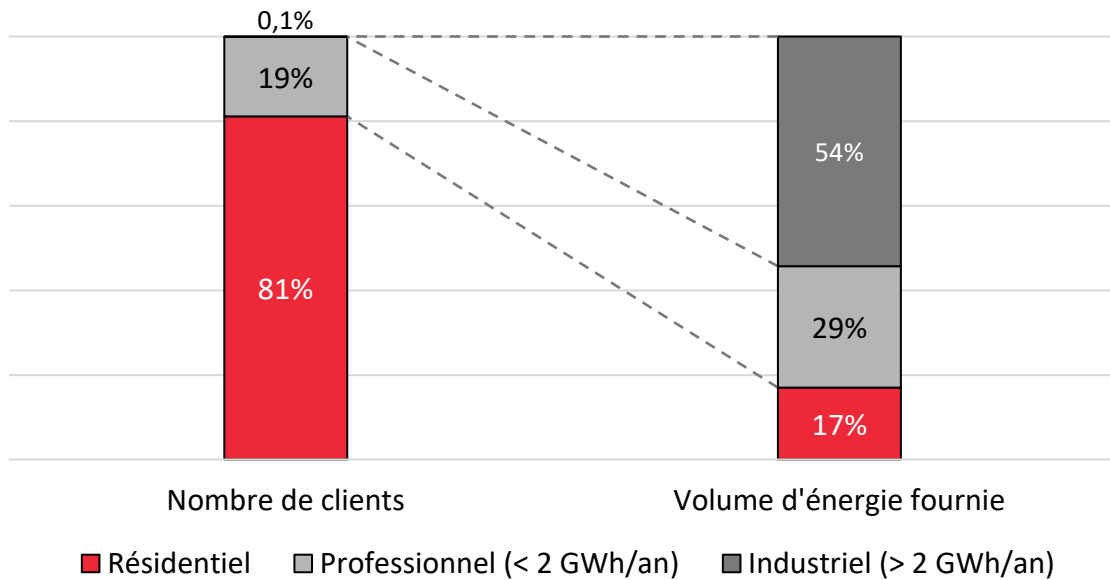
Tableau 14 : Évolution et répartition de l'énergie fournie et du nombre de clients par segment de marché de détail

⁶² <https://auction.grexel.com/ilr/sv/public/auctionResults>

⁶³ La liste actuelle des fournisseurs est consultable sous <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Informations-utiles/Les-acteurs-du-marche/Pages/default.aspx>.

⁶⁴ 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.

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

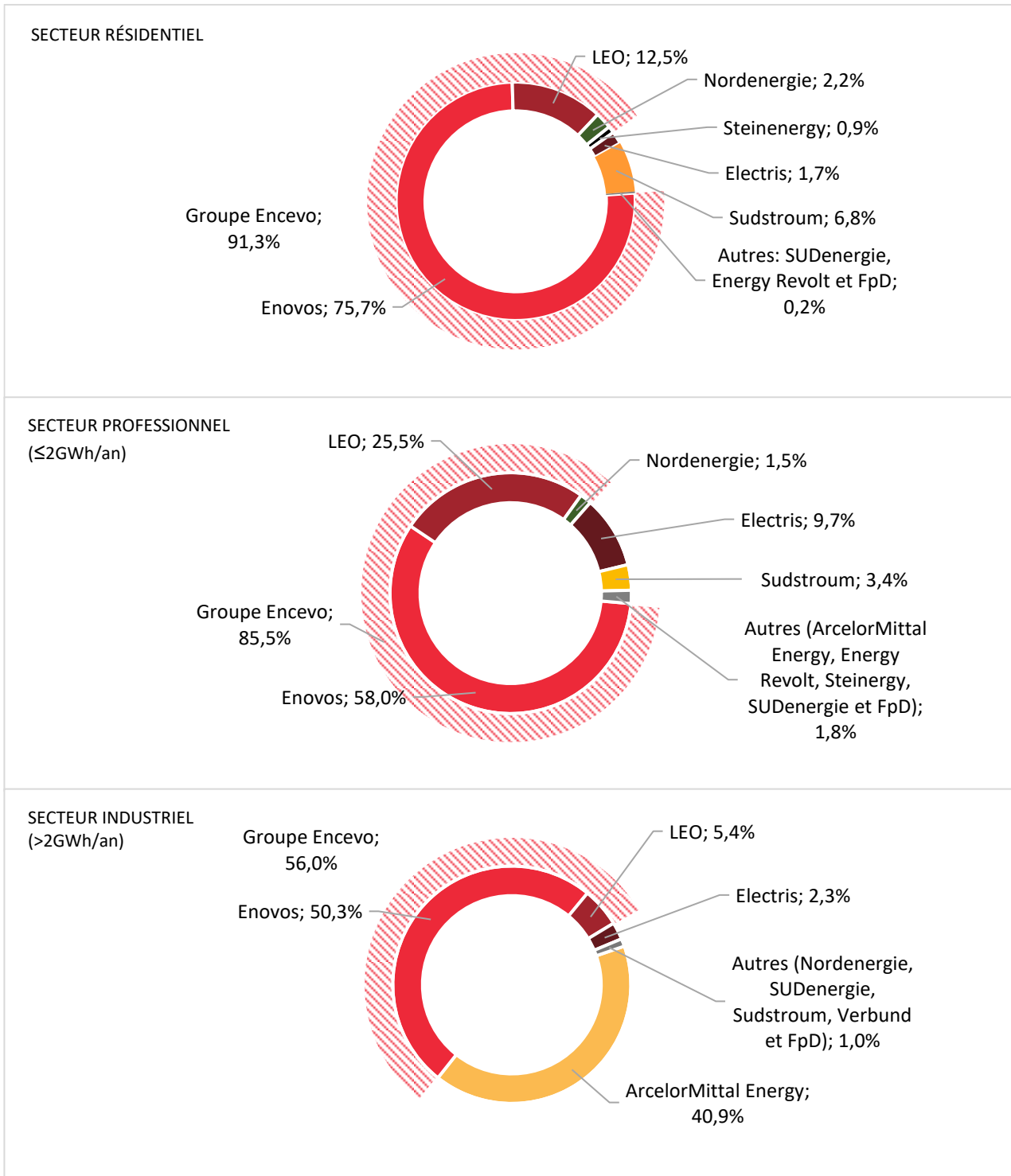


Graphique 14 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients

Huit entreprises d'électricité ont été actives sur le marché résidentiel et dix sur le marché non résidentiel en 2023. Leurs parts de marché du volume de l'électricité distribué aux clients résidentiels, professionnels et industriels est repris dans le Graphique 15⁶⁵. 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., Steinerger S.A. et depuis 2024 aussi Electricis), ceci surtout pour le secteur résidentiel et le secteur des PME. En 2023, le choix pour le consommateur résidentiel est devenu plus large avec l'arrivée du nouveau fournisseur Energy Revolt S.C. et l'extension des offres de SUDenergy S.A. à ce segment de clients. Au niveau du prix, ces nouvelles offres représentent des options intéressantes pour les clients.

⁶⁵ FpD : Fournisseur par défaut qui approvisionne de manière temporaire les consommateurs sans contrat de fourniture.
FDR : Fournisseur du dernier recours qui assure l'alimentation sans interruption des clients d'un fournisseur défaillant.

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



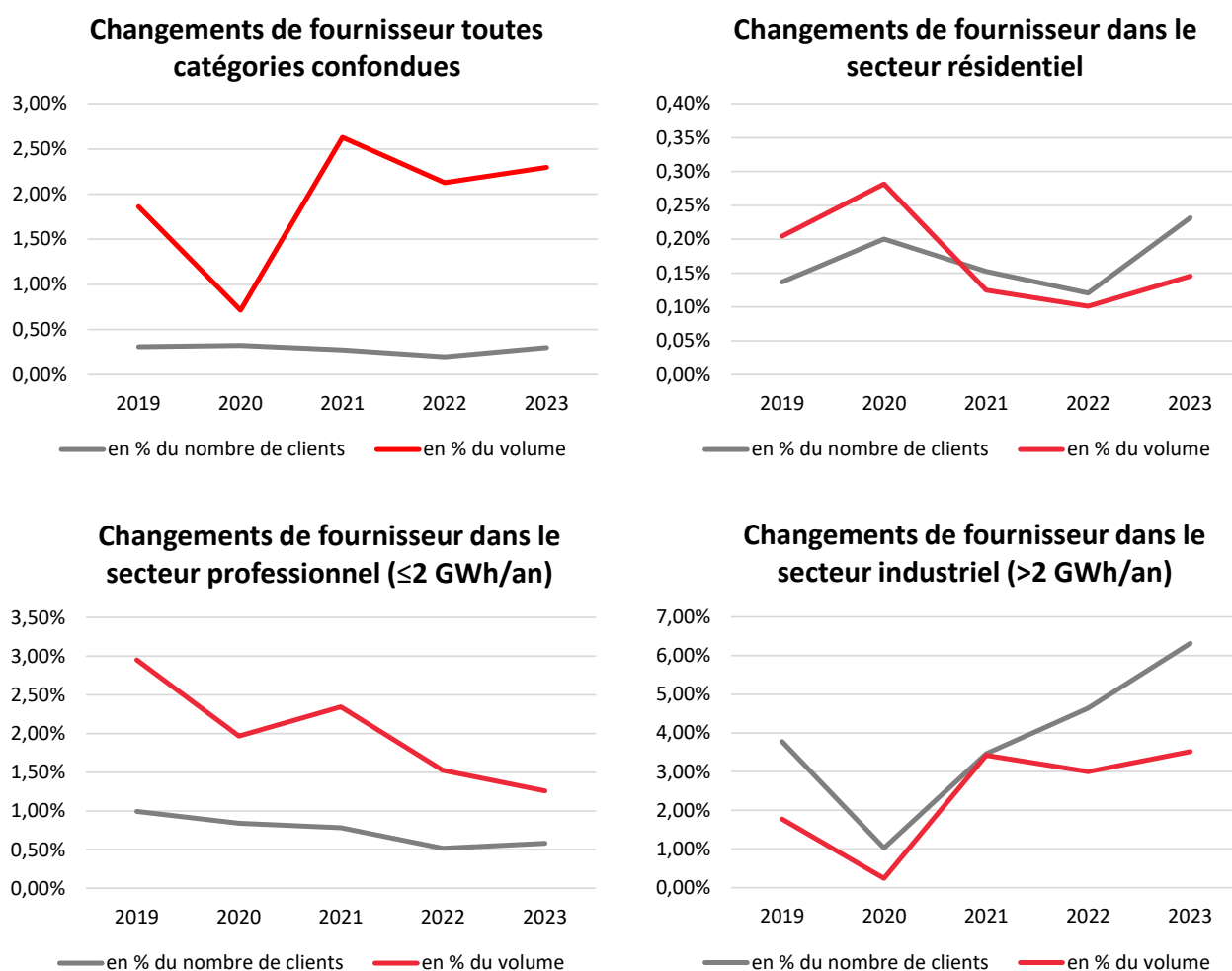
Graphique 15 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail de l'électricité

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

2.3.1.2 TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2023, 1.041 consommateurs ont changé de fournisseur, comparé à 667 changements en 2022. Le taux de changement de fournisseur, toutes catégories de clients confondues, a été de 2,3 %, en termes de volume et de 0,3 % en termes de nombre de clients.

Le Graphique 16 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 détail⁶⁶.



Graphique 16 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment)

⁶⁶ 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.

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

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'un côté, la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois est la plus faible de toute l'Europe. Les différences de prix entre les fournisseurs, qui tournent autour de 30 € par an et par ménage en comparant le produit le plus répandu au produit le moins cher, ne suffisent apparemment pas pour activer le consommateur et le rendre conscient de la possibilité de choisir son fournisseur d'énergie. De même, la petite taille du marché luxembourgeois, tout comme l'obligation pour un fournisseur de s'appropriier des spécificités luxembourgeoises en matière réglementaire, contractuelle et procédurale, limitent l'intérêt pour les fournisseurs venant de l'étranger. Finalement la crise énergétique avec des prix de gros élevés a conduit les fournisseurs à retirer du marché toutes leurs offres de prix garanti, réduisant ainsi considérablement l'offre disponible aux consommateurs.

L'Institut constate que la différence de prix entre l'offre la moins chère et l'offre la plus répandue a considérablement augmentée avec les adaptations de prix des fournisseurs au 1^{er} janvier 2024.

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, 651 changements de fournisseur ont été opérés en 2023, ce qui correspond à un taux de changement de fournisseur dans ce segment de 0,2 % en termes de nombre de clients et de 0,1 % en termes de volume (Graphique 16).

2.3.1.2.2 SEGMENT PROFESSIONNEL

Dans le segment professionnel, qui regroupe les entreprises consommant moins de 2 GWh par an, 387 clients ont changé de fournisseur pour un volume total de 21 GWh. Par rapport à 2022, le nombre de clients (+50) a augmenté alors que le volume d'énergie de ces clients (-5 GWh) a diminué. Ces changements représentent pour le segment professionnel un taux de changement en 2023 de 0,6 % en termes de nombre de clients et de 1,3 % en termes de volume.

2.3.1.2.3 SEGMENT INDUSTRIEL

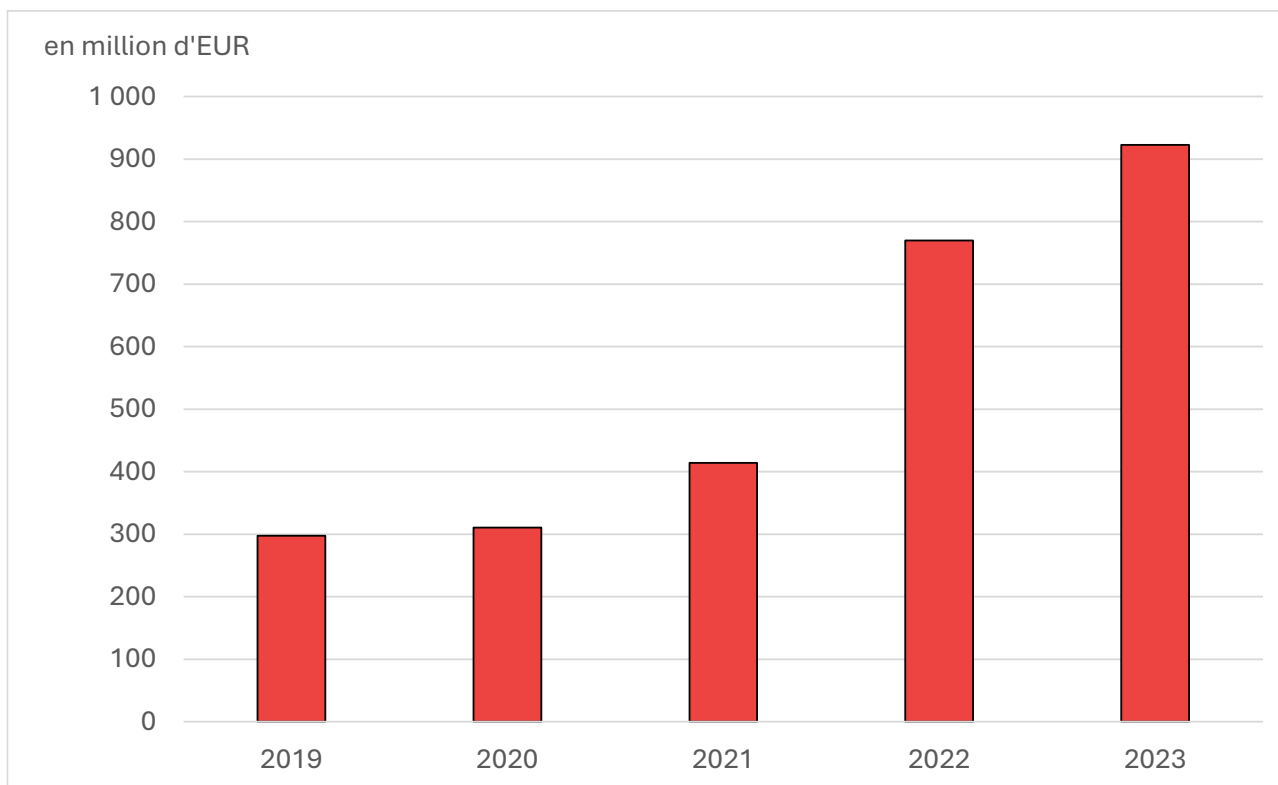
Dans le segment industriel, qui regroupe les entreprises consommant plus de 2 GWh par an, 12 clients ont changé de fournisseur pour un volume total de 115 GWh. Par rapport à 2023, le nombre de clients (+3) ainsi que le volume d'énergie de ces clients (+11 GWh) a augmenté. Ces changements représentent pour le segment industriel un taux de changement en 2023 de 6,3 % en termes de nombre de clients et de 3,6 % 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 1^{er} 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.

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

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



Graphique 17: Chiffre d'affaires des fournisseurs sur le marché luxembourgeois

La nette augmentation des chiffres d'affaires, hors utilisation réseau, taxes et TVA, s'explique par l'augmentation des prix de l'énergie sur les marchés de détail (Chapitre 2.3.2).

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 :

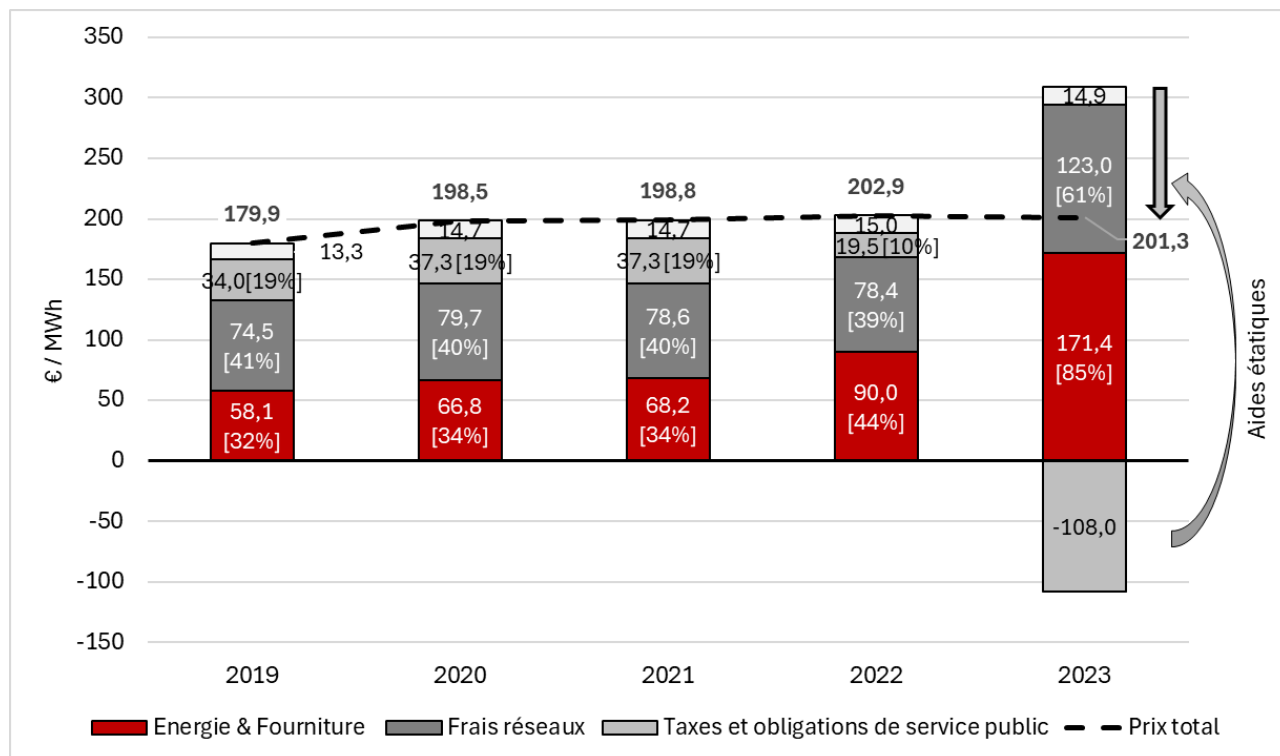
- le prix de l'énergie électrique fourni par le fournisseur ;
- les tarifs d'utilisation du réseau de distribution et des services accessoires (par exemple comptage) approuvés par l'Institut ;
- la taxe sur l'énergie ainsi que la contribution aux obligations de service public telle que celle au mécanisme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

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 18 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat⁶⁷ des années 2019 à 2023⁶⁸.

⁶⁷ 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.

⁶⁸ Il convient de noter que Eurostat affiche un prix total plus élevé, au moment de la rédaction de ce rapport. En effet, la méthode utilisée par Eurostat élimine l'effet de la contribution négative. Dans son analyse, l'Institut a choisi de montrer cet effet afin d'afficher le prix effectivement payé par les clients concernés.

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



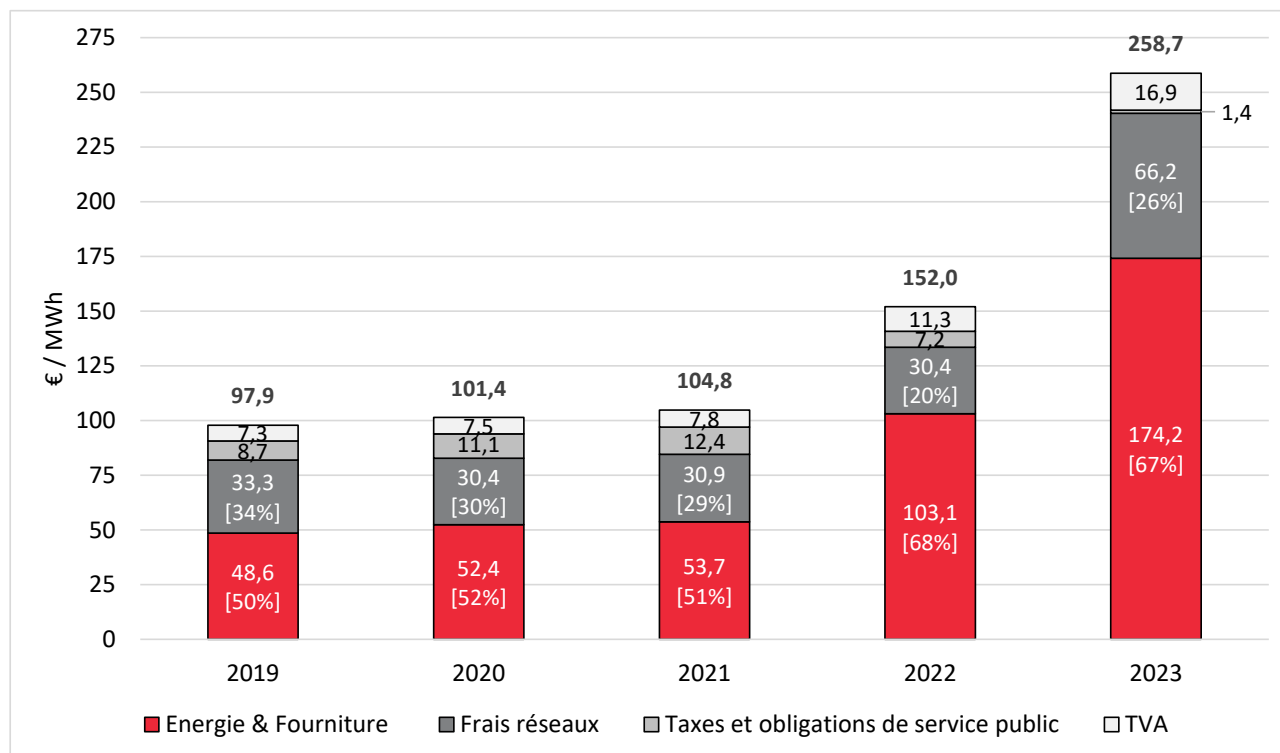
Graphique 18 : Composition des prix d'électricité des clients résidentiels (prix courants) – catégorie DC

Les prix de l'énergie et fourniture ainsi que les frais réseaux ont fortement augmenté entre 2022 et 2023. 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. Nonobstant cette aide considérable 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 type⁶⁹, tel que défini par Eurostat, est illustrée par le Graphique 19 suivant.

⁶⁹ 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.

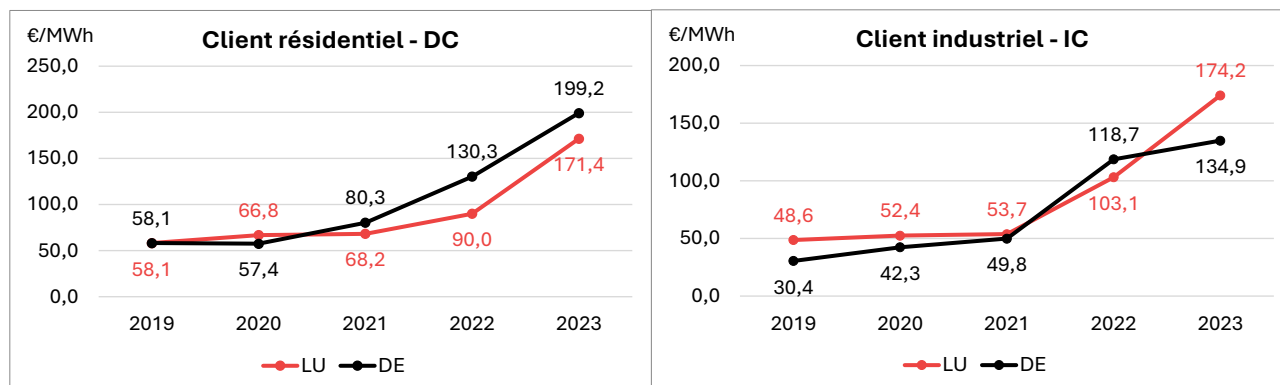
SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ NATUREL



Graphique 19 : Composition des prix d'électricité des clients industriels (prix courants) – catégorie IC

Par rapport à l'année précédente, la hausse de 70 % du prix total de l'électricité pour les industriels s'explique avant tout par la hausse (+118 %) du prix de l'énergie et de fourniture, et de la hausse (+ 69 %) des frais d'utilisation du réseau.

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

Le Graphique 20 montre que les coûts de l'énergie ont augmenté pour les catégories de consommateurs résidentiels DC et industriels IC au Luxembourg comme en Allemagne de 2022 à 2023. Néanmoins il est à constater que cette augmentation est davantage

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

prononcée au Luxembourg. Même si le prix de l'énergie au Luxembourg est moins élevé qu'en Allemagne pour le client résidentiel DC, la différence de prix diminue de 40,3 €/MWh à 27,8 €/MWh. Pour le client industriel IC le prix de l'énergie au Luxembourg est repassé au niveau du prix de l'Allemagne. La différence de prix entre les deux pays augmente à 39,3 €/MWh. Les différences correspondent à 16 % respectivement 23 % du coût de l'énergie et de fourniture luxembourgeois.

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.

Il convient de faire la différence entre trois types de contrats de fourniture.

Premièrement, la grande majorité des contrats sont des contrats sans garantie de prix, pour lesquels le fournisseur est libre d'adapter ses prix à condition d'annoncer le changement au moins 30 jours à l'avance et en permettant aux consommateurs de résilier sans frais son contrat avant l'entrée en vigueur du changement. Ces contrats, qui sont généralement résiliables à brève échéance, c'est-à-dire normalement égale ou inférieure à un mois, représentent 99,4 % des contrats dans le secteur résidentiel fin 2023.

Deuxièmement, il existe des contrats avec garantie de prix. Ces produits garantissent un prix fixe pour une durée déterminée (couramment 12 ou 36 mois) ou jusqu'à une date définie (par exemple jusqu'au 31 décembre). Avec ce genre de produit, il est conseillé au consommateur de lire attentivement les conditions de résiliation et de reconduction, qui peuvent varier d'un fournisseur à l'autre. Ces « contrats fixes » représentent 0,6 % de l'ensemble des contrats fin 2023. Il est à noter qu'en raison des incertitudes liées aux prix de l'énergie les fournisseurs n'ont, à l'exception d'une très courte période, pas offert de produits avec garantie de prix en 2023. Les consommateurs avec un contrat avec garantie de prix en cours sont fournis jusqu'à échéance, mais n'auront vraisemblablement pas d'autre choix que de changer vers des contrats sans garantie de prix quand leur contrat avec garantie de prix sera échu.

Troisièmement et dernièrement, les produits dits dynamiques. Ces produits qui n'étaient pas encore commercialisés au Luxembourg en 2023, refacturent au consommateur le prix du marché de gros augmenté d'une marge. Les variations de prix suivent donc les variations des produits boursiers, c'est-à-dire allant jusqu'à une fréquence horaire ou même quart-horaire. Entretemps de tels produits sont commercialisés au Luxembourg.

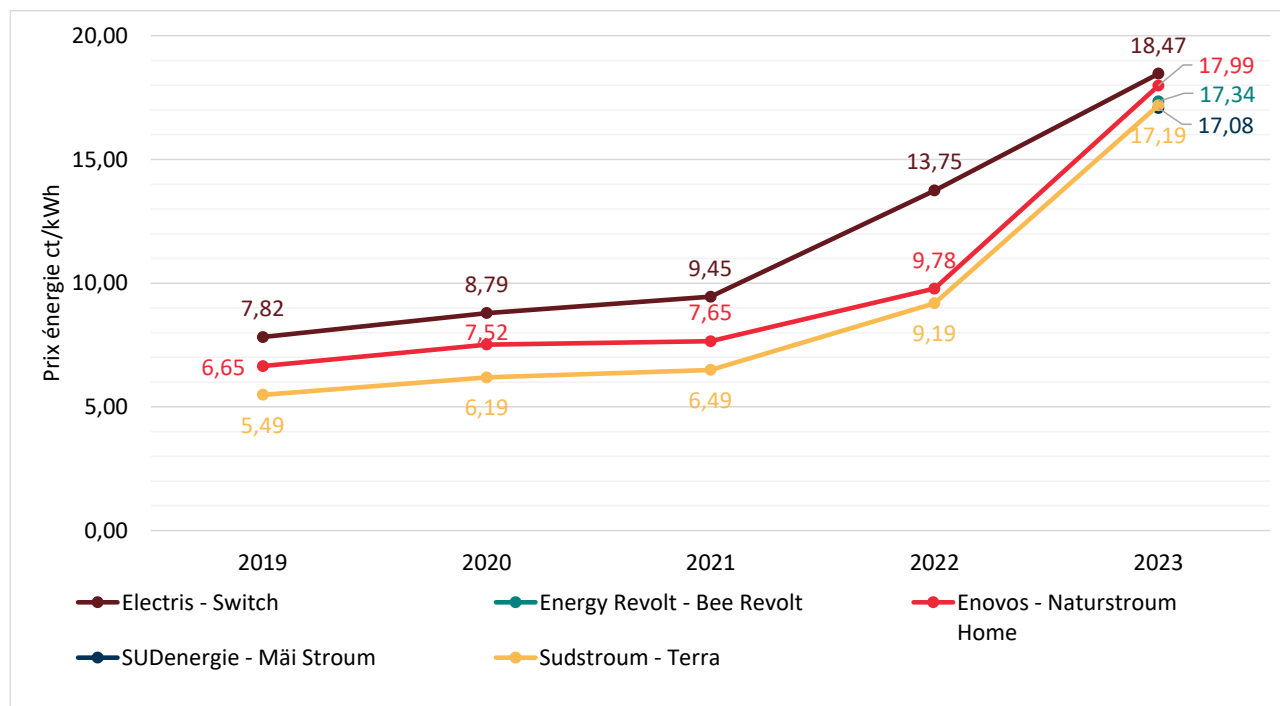
Étant donné que les fournisseurs n'ont pas commercialisé des produits avec garantie de prix en 2023, cette analyse de prix se limite aux seuls produits sans garantie de prix.

Pour les produits sans garantie de prix, les prix annuels de l'énergie en 2023 se sont situés entre 664 € et 739 € sur la base d'une consommation annuelle de 4.000 kWh, répartie sur l'année en fonction du profil standard pour ménages H0⁷⁰. 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 1,5 et 4 € par mois. Exprimés en ct/kWh, les prix de ces produits varient entre 16,59 et 18,47 ct/kWh.

Le Graphique 21 illustre le produit le plus répandu pour chaque fournisseur. Au cours de l'année 2023, deux fournisseurs ont lancé leur premier produit pour consommateurs résidentiels.

⁷⁰ 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>

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



Graphique 21 : Prix annuels de l'énergie des produits sans garantie de prix le plus répandu pour chaque fournisseur⁷¹

Même si les prix des différentes offres étaient très rapprochés en 2023, ce qui a changé à nouveau en 2024, il est toujours intéressant de comparer les prix et le cas échéant d'épargner de l'argent en changeant de produit ou de fournisseur. L'outil de comparaison Calculix⁷² permet de guider le consommateur dans son choix, tout en permettant de tenir compte de ses comportements de consommation ainsi que de ses préférences.

Les produits sans garantie de prix, pour lesquels une partie du profil approximatif a déjà été acheté au préalable sur les marchés à terme, ont tous subi des hausses significatives en raison d'une période prolongée de prix de gros élevés.

Si des produits avec garantie de prix réapparaissent dans le futur, l'Institut conseille aux consommateurs intéressés de bien s'informer sur les conditions de tels produits.

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. Le marché de gros luxembourgeois de l'électricité, pris isolément, 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/LU⁷³. L'évolution du prix moyen annuel de la zone DE/LU pour le marché day-ahead est indiquée dans le Tableau 15.

En 2023, 2 NEMOs (EpexSpot, Nordpool-Emco) utilisaient le passeport au Luxembourg pour les marchés day-ahead et intraday⁷⁴.

⁷¹ Calculs sur base d'une consommation annuelle de 4 000 kWh répartis en fonction du profil standard pour ménages HO

⁷² www.calculix.lu

⁷³ La zone de marché DE/LU est opérationnelle depuis le 1^{er} octobre 2018, suite à la séparation de l'Autriche de l'ancienne zone de marché DE/AT/LU qui a dès lors mis en place sa propre zone de marché à cette date.

⁷⁴ 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>

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

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Prix moyen (€/MWh)	44,7	37,7	30,5	96,8	235,5	95,2

Tableau 15 : Prix moyens annuels du marché *day-ahead* dans la zone DE/LU⁷⁵

Depuis l'instauration de nominations *intraday* au sein du manuel d'équilibre fin 2014⁷⁶ tel qu'arrêté par l'Institut, les acteurs du marché ont également la possibilité de participer au marché *intraday* et de valoriser les transactions effectuées pour les consommateurs luxembourgeois. Cependant, les nominations des responsables d'équilibre luxembourgeois doivent au moment de la publication de ce rapport 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 16 analyse le mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité sur les marchés de gros par segment de client pour les années 2021 à 2023 : l'approvisionnement se fait majoritairement par des contrats bilatéraux hors marchés organisés d'une durée maximale de 2 ans : 51 % en moyenne en 2023 de tous les approvisionnements. L'approvisionnement par contrats à court terme sur les marchés *spot* a connu une augmentation en 2023. Ces contrats représentaient 24 % en moyenne en 2023 de tous les approvisionnements sur les marchés de gros, contre 12 % en 2022. L'approvisionnement sur les marchés organisés à terme a connu une diminution par rapport à 2022 pour arriver à 9 % en moyenne en 2023 de tous les approvisionnements.

	MOYENNE 2021	MOYENNE 2022	CLIENTS RÉSIDENTIELS	CLIENTS PROFESSIONNELS		MOYENNE 2023
				(<2GWH/AN)	(>2GWH/AN)	
Marchés organisés « SPOT » (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	23 %	12 %	7 %	6 %	39 %	24 %
Marchés organisés « à terme » (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts)	11 %	24 %	7 %	14 %	6 %	9 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	46 %	48 %	67 %	51 %	47 %	51 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée > à 2 ans (p.ex. OTC)	20 %	16 %	19 %	29 %	8 %	16 %

Tableau 16 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité

2.3.2.1 PRIX DU MARCHÉ DE GROS

Le Graphique 22 analyse le développement du prix de l'électricité sur le marché « à terme » (Power Derivatives Market (DM)⁷⁷ - EEX⁷⁸ Power Derivatives - Phelix Futures) avec livraison entre 2018 et 2023 ainsi que le développement sur le marché *spot* (Power Spot Market (SM)⁷⁹ - EpexSpot - Market Area Germany/Luxembourg) pour la même période, les prévisions de prix pour les années 2024 et 2025 sont également visualisées.

⁷⁵ Source : Epex Spot file "Auction Spot Prices Germany Luxembourg 2023", Baseload.

⁷⁶ <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1075.pdf>

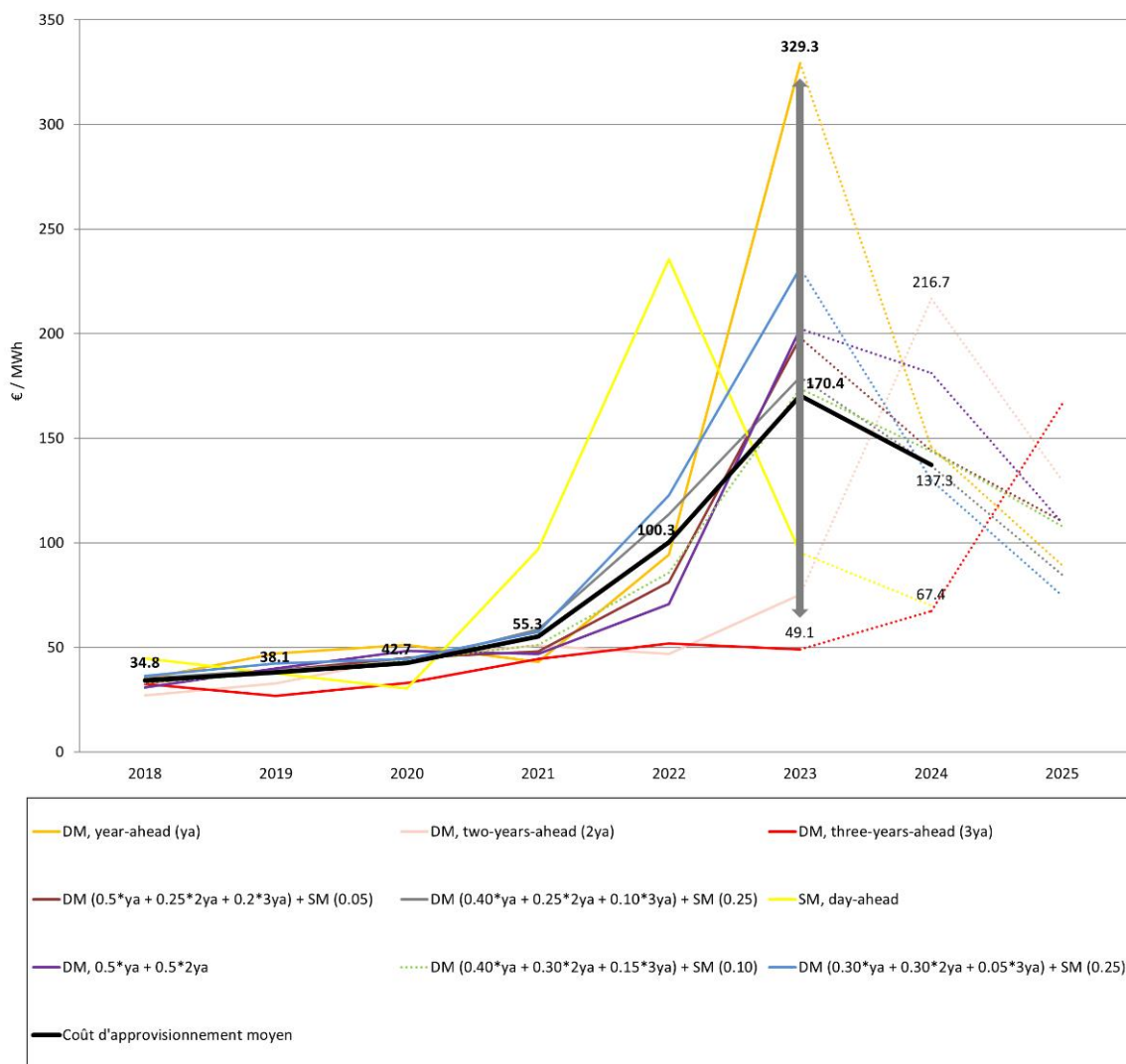
⁷⁷ Power Derivatives Market (DM) = marché à terme : marché où les règlements se font à une échéance ultérieure, et prévue à l'avance de celle où les transactions sont conclues.

⁷⁸ La Bourse européenne de l'énergie (EEX – European Energy Exchange), dont le siège est à Leipzig, a été fondée en 2002 à la suite de la fusion des deux bourses allemandes de l'électricité de Francfort et de Leipzig. Depuis lors, EEX est passée d'une simple bourse d'énergie à un marché commercial leader pour l'énergie et les produits connexes et a développé des partenariats internationaux.

⁷⁹ 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. L'indicateur utilisé est le prix de marché de gros tel que défini dans le cadre du mécanisme de compensation, c'est-à-dire une moyenne pondérée entre les valeurs « base » journalières (80 %) et les valeurs « peak » (20%) des jours en semaine.

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

Une variété de stratégies d'approvisionnement de l'électricité sur les marchés à terme (*3-years-ahead*, *2-years-ahead*, *year-ahead*)⁸⁰ 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 22 reprend la variété des neuf stratégies d'approvisionnement, exprimées par les prix moyens des produits « à terme » et du produit *spot* sur une année de livraison.



Graphique 22 : Développement sur le marché de gros de l'électricité⁸¹

Un domaine représenté dans le Graphique 22 par la flèche grise indique le meilleur prix d'approvisionnement de l'électricité (limite inférieure) et le prix d'approvisionnement le plus cher (limite supérieure). Pour 2023, les coûts d'approvisionnement à la bourse pour un fournisseur se situent entre 49,1 €/MWh et 329,3 €/MWh selon les hypothèses de stratégies d'approvisionnement choisies. Le

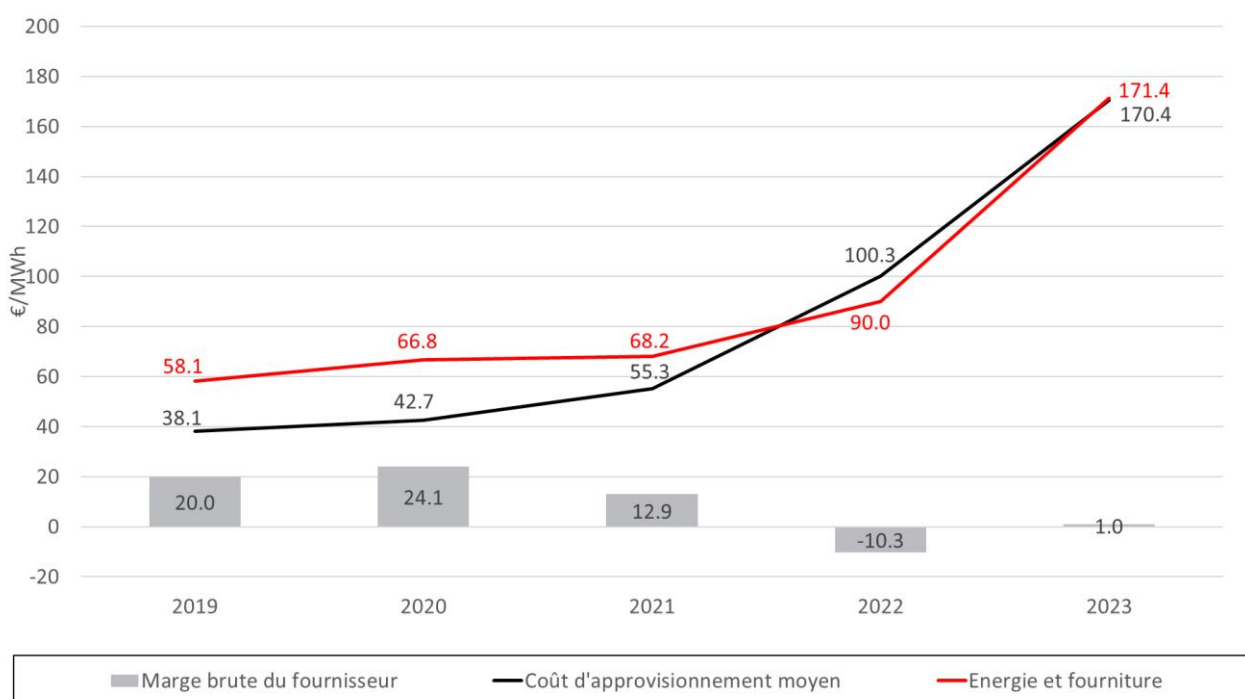
⁸⁰ Approvisionnement d'électricité 1, 2 ou 3 années avant la livraison.

⁸¹ Alors que les rapports précédents montraient pour le prix *SM, day-ahead* (ligne jaune dans le graphique) la moyenne annuelle du prix spot selon la formule de prix dans le cadre du [mécanisme de compensation](#), à savoir $P_{sm} = (0,8+X) \cdot (DA_Base)_m + (0,2-X) \cdot (DA_Peak)_m$; à partir du rapport 2020, l'Institut a changé de méthodologie et appliqué aux données 2017-2021 le prix *SM, day-ahead* en tant que moyenne annuelle simple (sans aucune formule de prix), ce qui a légèrement modifié la moyenne de stratégies d'approvisionnement (le coût d'approvisionnement moyen, ligne noire dans le graphique), et par conséquent la marge brute du fournisseur pour les années 2017-2021.

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

coût d'approvisionnement moyen, correspondant à la moyenne des prix résultant des différentes stratégies d'approvisionnement de l'électricité, se situe à 170,4 €/MWh.

L'Institut remarque que le coût d'approvisionnement moyen de l'électricité (ligne noire du Graphique 22) a été en augmentation depuis 2018 et a fortement augmenté entre 2021 et 2022 de 81 %. Entre 2022 et 2023 le coût d'approvisionnement moyen de l'électricité a continué d'augmenter de 70 %. Ce constat est lié à l'augmentation des prix pour chaque stratégie représentée, sauf pour les prix du marché à court terme sur 3 années (ligne rouge « DM, three-years-ahead (3ya) » dans le Graphique 22) ; cette stratégie est en diminution entre 2022 et 2023. Les prix de marché spot (ligne jaune « SM day-ahead » dans le Graphique 22) ont également diminué considérablement de -60 % entre 2022 et 2023.



Graphique 23 : Marge brute du fournisseur d'électricité 2019 - 2023

Le Graphique 23 ci-dessus montre, qu'entre 2019 et 2020, il y a corrélation entre le prix du marché de gros et le prix du marché de détail offert aux clients résidentiels. Alors qu'entre 2020 et 2021 l'augmentation de 29 % du coût moyen d'approvisionnement d'électricité sur le marché de gros (ligne noire) n'a pas été répercutée de la même manière sur les factures des consommateurs résidentiels qui ont eu une augmentation de seulement 2 % de la composante « Énergie et fourniture » (ligne rouge) sur leur facture finale, l'augmentation du prix moyen du marché de gros (de 81 %) entre 2021 et 2022 s'est répercutée sur la composante « Énergie et fourniture » de la facture annuelle d'un client résidentiel avec consommation électrique moyenne à hauteur de 32 %. Entre 2022 et 2023, la composante « Énergie et fourniture » a augmenté de 90 % alors que le coût moyen d'approvisionnement d'électricité sur le marché de gros a augmenté de 70 %.

Par conséquent, l'Institut constate qu'avec les hypothèses sous-jacentes, la marge brute des fournisseurs est à nouveau positive en 2023. Pour un client résidentiel, la marge brute des fournisseurs se situe à +1.0 €/MWh en 2023 ; ainsi, selon les hypothèses retenues, les fournisseurs d'électricité n'auraient tiré que très peu de bénéfices à commercialiser de l'électricité aux clients résidentiels. Ceci montre que les hypothèses retenues pour déterminer le prix d'approvisionnement moyen ne sont qu'une approximation et que ce prix estimé « coût moyen d'approvisionnement d'électricité sur le marché de gros » ne correspond pas nécessairement à la réalité.

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

Le règlement (UE) N° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (ci-après « REMIT »), entré en vigueur le 28 décembre 2011, a pour objet le renforcement de l'intégrité et de la

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

transparence du marché de gros de l'énergie (électricité et gaz naturel). Il vise à prévenir et à détecter toute opération d'initiés ainsi que toute manipulation de marché et par conséquent, à favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt du consommateur final. De fait, le règlement précise l'interdiction des pratiques abusives affectant les marchés de gros (interdiction des opérations d'initiés et des manipulations des marchés) et impose la publication des informations privilégiées par les acteurs des marchés.

ACER assure la surveillance des marchés en coopération avec les régulateurs nationaux. La mise en œuvre du règlement passe par une surveillance efficace et dynamique qui doit être adaptée aux caractéristiques des marchés concernés et qui prend en compte l'ensemble des éléments pouvant avoir une incidence sur les caractères de transparence et d'intégrité des marchés de gros. La surveillance des marchés doit donc porter, d'une part, sur l'ensemble des transactions opérées sur les marchés de gros de l'électricité et, d'autre part, sur les données dites structurelles, telles que la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité.

Les autorités de régulation nationales doivent disposer des compétences d'enquête et d'exécution pour garantir l'application du règlement. La mise en œuvre des interdictions définies dans le règlement REMIT ainsi que la définition du régime des sanctions en cas de violation des dispositions dudit règlement sont de la responsabilité des États membres. La Loi Électricité fixe les compétences d'enquête et d'exécution dont est pourvu l'Institut.

Le règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, de REMIT est entré en vigueur le 7 janvier 2015. Il permet de préciser l'ensemble du dispositif de surveillance des marchés de gros de l'énergie stipulé dans REMIT ainsi que sa mise en œuvre au niveau national et européen. En effet, le règlement d'exécution précise les types de transactions soumises à déclaration auprès de l'ACER ainsi que le détail des données concernant les produits énergétiques de gros et les données fondamentales à déclarer. Il détermine les canaux de transmission des données et fixe les délais et les fréquences des déclarations, ainsi que les conditions d'ordre technique et organisationnel et les responsabilités concernant la transmission des données.

Conformément au règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014, l'Institut a mis l'application CEREMP, « Centralised European Register for Energy Market Participants »⁸², à la disposition des acteurs du marché en mars 2015. Depuis lors, tout acteur éligible peut s'enregistrer auprès de l'Institut⁸³, conformément à l'article 9 du règlement REMIT. Au cours de l'année 2023, trois nouveaux acteurs se sont enregistrés sur le registre européen CEREMP par le biais de l'Institut. Ainsi au 31 décembre 2023, le Luxembourg comptait sur CEREMP 34 acteurs de marché par le fait qu'ils sont établis au Grand-Duché et qu'ils exercent depuis le Luxembourg des transactions soumises à déclaration sous REMIT. Le nombre de participants de marché pour le Luxembourg sur CEREMP reste stable. À côté de ces acteurs de marché, 3 entités établies au Luxembourg agissent fin 2023 en tant que mécanismes de déclaration enregistrés auprès de l'ACER (« Registered Reporting Mechanisms » ou « RRM »)⁸⁴ et une en tant que PPAT (« Person Professionally Arranging Transactions »⁸⁵).

Conformément à l'article 12(2) du règlement d'exécution (UE) n°1348/2014 depuis le 7 octobre 2015, tous les acteurs de marché doivent déclarer à l'ACER toutes les transactions du marché de gros de l'énergie conclues sur les places de marché organisées (« Organised Market Places » resp. OMPs⁸⁶), y compris les ordres, ainsi que les données fondamentales, qui sont soumises à l'obligation de reporting envers l'ACER en application de l'article 8(1) de REMIT. En outre, selon l'article 12(2) du règlement d'exécution précité, depuis le 7 avril 2016 les obligations de reporting vers l'ACER de transactions prévues à l'article 8(1) de REMIT ont également été élargies aux acteurs de marché concluant des transactions du marché de gros de l'énergie hors OMPs.

Au cours de l'année 2023 la mise en œuvre opérationnelle de REMIT s'est focalisée sur le contrôle de la qualité de la déclaration des transactions en termes de totalité et ponctualité des déclarations, cette dernière selon les échéances établies par l'article 7 – Délai

⁸² Le registre européen centralisé des acteurs de marché de l'énergie est public et disponible sous : <https://www.acer-remit.eu/portal/european-register>

⁸³ Le site Internet d'enregistrement : https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=17&lang=fr_LU

⁸⁴ Le registre européen des mécanismes de déclaration enregistrés auprès de l'ACER est public et disponible sous : <https://www.acer-remit.eu/portal/list-of-rrm>

⁸⁵ Plus d'information sur le site Internet de l'ACER Notification Platform : <https://www.acer-remit.eu/np/home>

⁸⁶ La liste des places de marché organisées est disponible ici : <https://www.acer-remit.eu/portal/organised-marketplaces>

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

de déclaration des transactions du règlement d'exécution (UE) N° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, de REMIT⁸⁷.

Au niveau régional, l'Institut participe aux travaux visant à développer la coopération entre les autorités de régulation nationales compétentes dans le cadre de la surveillance des marchés et des investigations à mener le cas échéant. La création de partenariats régionaux avec d'autres régulateurs de l'énergie, principalement des pays voisins, permet à l'Institut de mettre en place les fondements pour les collaborations transfrontalières dans le cadre des investigations et des processus d'enquête en vue de prévenir ou de détecter tout délit d'initié et toute manipulation des marchés de gros et, par conséquent, de favoriser une concurrence ouverte et loyale sur les marchés de gros dans l'intérêt du consommateur final.

Au niveau européen, l'Institut participe aux travaux visant la mise en place de la coopération entre les autorités de régulation et ACER ainsi que ceux concernant la mise en place d'une coopération entre les autorités de régulation des pays dont le marché de gros couvre l'approvisionnement du Luxembourg. De plus, l'Institut participe activement aux différents groupes de travail en vue de la mise en œuvre opérationnelle des dispositions relatives à la collecte et au partage des données, ainsi qu'à la surveillance des marchés.

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 biennuel 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 2.1.2.6 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 2024⁸⁸.

Ce rapport relève que le développement démographique, économique et social attendu d'ici à 2030 peut détériorer de manière significative la sécurité d'approvisionnement, même si les capacités de production vont augmenter au cours de cette même période. De fait, le développement du réseau est l'une des mesures appropriées pour répondre à ce défi. C'est ainsi que Creos et Amprion vont lancer la construction d'une double ligne à 380 kV reliant l'Allemagne et le Luxembourg dont la réalisation est prévue pour 2027-2028 qui va permettre d'augmenter la capacité d'importation sécurisée N-1 de 980 MW aujourd'hui à 1500 MW d'ici à 2030. Le remplacement de certains postes de transformation en vue de cette nouvelle ligne est également en cours.

⁸⁷ Règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 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. Plus d'information sur les obligations relatives à la déclaration des transactions sous REMIT est disponible sur le Portail REMIT : <https://www.acer.europa.eu/remit-documents>

⁸⁸ <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/electricite/20240731-versorgungssicherheitsbericht-strom-2024.pdf>

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

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 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 Schiffflange, qui permet un secours grâce à un approvisionnement en provenance de la Belgique, le renforcement de l'interconnexion avec l'Allemagne est envisagé 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 utilisant partiellement les tracés actuels des lignes 220 kV reliant les 2 pays. Ce projet fait partie du plan de développement décennal européen provisoire 2024 (projet 328).

En 2023, l'Institut a participé aux discussions pour l'élaboration du plan de développement du réseau de transport, en vue de la consultation organisée par Creos en 2024.

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 Creos⁸⁹.

Finalement, le dispositif législatif a été complété en juin 2023 et introduit la possibilité au niveau de l'article 13 (1) de la loi du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché, 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.

⁸⁹https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/fr_info_plan_reconstitution_reseau_electrique.pdf.

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

2.4.4 CYBERSÉCURITÉ

La numérisation de notre 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 notre société et à notre 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.

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 nos vies 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 influencée 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 (98,9 %), 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 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. Il peut également utiliser ce compteur 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 efficace et plus conviviale ; 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 influencés numériquement à distance.
- Il est bon et utile pour un client de pouvoir mesurer et influencer sa consommation d'électricité en temps réel, mais la détermination de cette information se fait souvent via Internet, dont on sait 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 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 2024⁹⁰.

⁹⁰ 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.

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

De même, selon la loi du 28 mai 2019 transposant la « Directive NIS » (UE 2016/1148), l'Institut est l'autorité responsable de la cybersécurité et le point de contact central pour les entreprises « essentielles » dans le domaine des réseaux et de la fourniture d'énergie. Les entreprises concernées sont tenues de signaler à l'Institut tous les incidents techniques ou organisationnels survenus dans le passé et présentant un risque éventuel pour la sécurité de l'information. Avec la transposition de la « Directive NIS 2⁹¹ » en droit luxembourgeois, encore plus d'acteurs du marché de l'énergie seront obligés d'aborder sérieusement la question de la cybersécurité et de signaler les incidents concernés à l'autorité compétente.

L'Institut suivra avec attention l'évolution des enjeux liés à la cybersécurité et, dans la mesure de ses possibilités, 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

Au Grand-Duché de Luxembourg également, l'année 2022 a été fortement marquée par la crise énergétique avec des répercussions sur le cadre législatif et réglementaire pour mettre en place notamment toutes les mesures d'aides et de soutien aux citoyens et aux entreprises pour contrer les effets de cette crise énergétique.

Ainsi, pour les ménages, la loi du 23 décembre 2022 modifiant la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité fait suite à l'accord entre le Gouvernement, le patronat et les organisations syndicales (Accord Tripartite de septembre 2022), dont une des mesures était de stabiliser le prix de l'électricité pour les clients résidentiels en 2023 au niveau de l'année 2022. À cette fin, elle met en place une contribution négative dans le cadre du mécanisme de compensation comme instrument pour lutter contre les répercussions de la crise énergétique. Cette contribution a ensuite été fixée par l'Institut à -11,46 ct/kWh, applicable à partir du 1^{er} janvier 2023. Le règlement grand-ducal du 23 décembre 2022 modifiant le règlement grand-ducal modifié du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité est une suite de la loi du 23 décembre 2022 précitée pour opérer dans le règlement grand-ducal modifié du 31 mars 2010 les modifications qui s'imposent. De plus, le taux de TVA applicable sur les produits de l'énergie a été réduite au 1^{er} janvier 2023 de 8 % à 7 %. Cette mesure est venue à échéance au 31 décembre 2023⁹².

Le gouvernement a également introduit, en complément à l'allocation de vie chère (AVC) soumise à condition de revenu déjà en place, une prime énergie pour les années 2022, 2023 et 2024. Cette prime est accordée aux personnes dont les revenus bruts ne dépassent pas les plafonds limites de l'AVC augmentés de 25 %.

La campagne d'économie d'énergie « Zesumme spueren – Zesammenhalen » a aussi permis de sensibiliser les consommateurs par rapport à leur consommation en électricité afin de réduire leur facture pour faire face aux prix d'électricité élevés.

Des prêts garantis par l'État ont également été introduits pour les industriels afin de les aider à faire face aux prix élevés de l'électricité et une partie de la facture d'électricité des industriels électro-intensifs a été compensée par l'État.

2.5.1.2 AUTRES MODIFICATIONS DU CADRE NATIONAL

La loi du 9 juin 2023⁹³ est venue apporter de nombreuses modifications à la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité pour transposer en droit national une partie des directives et règlements du Paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » présenté fin 2016 par la Commission européenne, dont notamment 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. Cette

⁹¹ Directive (UE) 2022/2555 du Parlement Européen et du Conseil du 14 décembre 2022 concernant des mesures destinées à assurer un niveau élevé commun de cybersécurité dans l'ensemble de l'Union, modifiant le règlement (UE) no 910/2014 et la directive (UE) 2018/1972, et abrogeant la directive (UE) 2016/1148.

⁹² Loi du 26 octobre 2022 portant mise en œuvre de la baisse temporaire du taux de TVA et modifiant la loi du 12 mai 2022 instaurant une compensation financière permettant la réduction temporaire du prix de vente de certains produits pétroliers.

⁹³ Loi du 9 juin 2023 modifiant : 1^{er} la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; 2^o la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel. (Journal Officiel du Grand-Duché de Luxembourg – Mémorial A – N° 288 du 9 juin 2023)

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

directive présente les règles applicables à la génération, à la transmission, à la distribution, à l'approvisionnement et au stockage de l'électricité et elle aborde également les aspects liés à la protection du consommateur.

Les modifications essentielles apportées à la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité se résument comme suit :

1) Fourniture par défaut

Désormais, le client résidentiel qui n'obtient l'accord d'aucun fournisseur pour être fourni moyennant un produit standard, tombe dans la fourniture par défaut. À la fin de la durée maximale de la fourniture par défaut, le fournisseur par défaut est obligé de fournir le client résidentiel, qui démontre qu'il n'a obtenu l'accord d'aucun fournisseur en vue d'une fourniture moyennant un produit standard d'électricité, selon les modalités d'un produit standard d'électricité spécifique, dont les conditions et prix sont approuvés par le régulateur.

2) Procédure de médiation

Dorénavant, chacune des parties à un litige, que ce soit l'entreprise d'électricité ou le client final, peut saisir l'Institut d'une procédure de médiation. En outre, la participation des entreprises d'électricité à la procédure de médiation est obligatoire dès lors qu'un client résidentiel est impliqué.

3) Client actif, autoconsommation, partage de l'électricité

Chaque client final a le droit d'agir en tant que client actif⁹⁴ tout en conservant ses droits et ses obligations en tant que client final, et chaque client actif qui produit de l'électricité a le droit d'agir en tant qu'autoconsommateur.

Concernant les autoconsommateurs d'énergies renouvelables, la loi du 9 juin 2023 précise que l'énergie à partager doit être produite sur le site de l'immeuble qu'ils occupent. Deux nouvelles dispositions sont également introduites, l'une relative à l'utilisateur du réseau qui veut partager l'électricité entre plusieurs points de fourniture de ce même utilisateur de réseau, raccordés au réseau basse tension d'un seul gestionnaire de réseau de distribution, l'autre concernant le partage de l'électricité renouvelable entre trois utilisateurs du réseau au maximum, raccordés au réseau basse tension d'un seul gestionnaire de réseau lorsque la distance, qui sépare les deux points d'injection ou de prélèvement les plus éloignés, n'excède pas 100 mètres. Dans ces deux hypothèses, on parle également d'autoconsommation collective.

Dans ce cadre, l'Institut a élaboré, en étroite concertation avec les gestionnaires de réseau, un modèle de répartition simple d'allocation des quantités d'énergie électrique produites aux autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière collective, de même que les modalités pratiques y relatives.

Les autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière collective doivent conclure avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné une convention d'autoconsommation basée sur un contrat-type qui est à élaborer conjointement par les gestionnaires de réseau de distribution et à soumettre à la procédure d'acceptation par l'Institut.

Finalement, le partage de l'électricité peut également se faire moyennant une communauté énergétique qui peut produire, consommer, stocker et vendre l'électricité, y compris à partir de sources renouvelables, produite par les unités de production dont elle ou ses membres ou actionnaires sont propriétaires ou preneurs d'un contrat de crédit-bail.

Le partage s'organise au sein de la communauté énergétique, dont les statuts déterminent les modalités de fonctionnement de la communauté, ainsi que les modalités d'entrée et de sortie de ses membres.

À moins que la communauté énergétique effectue elle-même l'allocation des quantités d'énergie électrique à ses membres, cette allocation est effectuée par le gestionnaire de réseau de distribution suivant un modèle de répartition simple pour le partage de l'énergie électrique produite qui est élaboré et arrêté par l'Institut en étroite concertation avec les gestionnaires de réseau, de même que les modalités pratiques y relatives.

⁹⁴ Art. 1 (7ter) de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité : « client actif »: un client final, ou un groupe de clients finals agissant conjointement, qui consomme ou stocke de l'électricité produite dans ses locaux, ou qui vend l'électricité qu'il a lui-même produite ou participe à des programmes de flexibilité ou d'efficacité énergétique, à condition que ces activités ne constituent pas son activité commerciale ou professionnelle principale; »

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

Le gestionnaire de réseau de distribution concerné ou, en cas de fourniture intégrée, le ou les fournisseurs respectifs, facturent les frais d'utilisation du réseau et des services accessoires, la contribution due pour le mécanisme de compensation ainsi que la taxe d'électricité.

Une communauté énergétique qui entend organiser le partage d'énergie électrique conclut préalablement une convention avec le ou les gestionnaires de réseau de distribution concernés basée sur un contrat-type qui est à élaborer conjointement par les gestionnaires de réseau de distribution et à soumettre à la procédure d'acceptation par l'Institut. Cette convention précise notamment la clé de répartition appliquée pour le partage de l'énergie produite.

4) Participation active de la demande et agrégation

L'Institut doit élaborer des modalités en matière de participation active de la demande par l'agrégation, en étroite concertation avec les gestionnaires de réseau et les acteurs du marché intéressés, et les arrête sous forme de règlement après consultation avec au moins les éléments suivants :

- a) des règles non discriminatoires et transparentes qui attribuent clairement à toutes les entreprises d'électricité et tous les clients leurs rôles et responsabilités ;
- b) des règles et procédures non discriminatoires et transparentes pour l'échange de données entre les agrégateurs et d'autres entreprises d'électricité, qui assurent un accès aisé aux données sur une base équitable et non discriminatoire tout en protégeant pleinement les informations commercialement sensibles et les données à caractère personnel des clients ;
- c) un mécanisme de résolution des conflits entre les agrégateurs et les autres acteurs du marché, y compris la responsabilité en matière de déséquilibres ;
- d) des modalités d'allocation aux responsables d'équilibre et aux autres parties concernées des quantités d'énergie électrique résultant des mesures de participation active de la demande et, lorsqu'elle se justifie, une méthode de compensation financière.

5) Projets à caractère expérimental

L'Institut peut être amené à conférer le caractère de projet expérimental à des projets qui concrétisent ou facilitent la transition énergétique, augmentent l'efficacité énergétique, développent la digitalisation des réseaux électriques, augmentent la résilience du système électrique ou de manière générale soutiennent la mise en œuvre des objectifs fixés dans le plan national intégré en matière d'énergie et de climat. Le porteur de projet doit poursuivre des objectifs fondés sur une approche scientifique et il doit impliquer des acteurs ayant les capacités techniques, professionnelles et organisationnelles requises.

Lorsque le projet est distingué comme projet à caractère expérimental, le porteur de projet peut bénéficier de certaines dérogations temporaires à des dispositions réglementaires ou à des décisions de l'Institut.

6) Changement de fournisseur

Concernant le changement de fournisseur, la loi du 9 juin 2023 introduit une nouvelle disposition aux termes de laquelle, au plus tard au 1^{er} janvier 2026, la procédure technique de changement de fournisseur ou d'agrégateur à mettre en œuvre par les gestionnaires de réseau doit être effectuée en vingt-quatre heures au plus dès la demande parvenue au gestionnaire de réseau concerné. Cette procédure peut être réalisée n'importe quel jour ouvrable, sans que le changement de fournisseur n'entraîne de frais additionnels pour les clients résidentiels et les petites entreprises, à moins que ces clients résilient de leur plein gré des contrats de fourniture d'électricité à durée déterminée et à prix fixe avant leur échéance.

7) Tarifs d'utilisation du réseau

La loi du 9 juin 2023 précise que sont exonérés des frais d'utilisation de réseau, outre l'autoconsommateur d'énergies renouvelables individuel, les autoconsommateurs d'énergie renouvelable agissant de manière collective, y compris l'autoconsommation collective constituée de trois utilisateurs du réseau au maximum raccordés au réseau basse tension d'un seul gestionnaire de réseau et dont les points d'injection ou de prélèvement les plus éloignés ne sont pas distants de plus de 100 mètres, l'utilisateur de réseau qui partage l'électricité renouvelable entre plusieurs de ses propres points de fourniture raccordés au réseau basse tension d'un seul gestionnaire de réseau de distribution (à condition que les points de fourniture ne soient pas distants les uns des autres de plus de 100 mètres), et les communautés énergétiques dont les points de fourniture sont tous raccordés au réseau basse tension d'un seul gestionnaire de réseau et dont la distance séparant les deux points d'injection ou de prélèvement les plus éloignés n'excède pas 300 mètres.

En outre, les conditions générales d'utilisation du réseau sont désormais réputées avoir été portées à la connaissance de tous les utilisateurs de réseau concernés et leur sont opposables, dès que l'Institut les a approuvées et publiées au Journal officiel.

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

Une nouvelle disposition concerne les activités accessoires des gestionnaires de réseau, notamment au sujet de la propriété et l'exploitation d'une infrastructure de charge publique. L'Institut peut ainsi être appelé à arrêter un régime d'accès de tiers et une structure tarifaire applicable aux bénéficiaires de l'activité accessoire en question.

L'exercice par un gestionnaire de réseau d'une activité accessoire est soumis soit à l'autorisation préalable par l'Institut, soit à une notification préalable à l'Institut.

8) Infrastructure de charge publique

La loi attribue, sous réserve du régime de concession qu'elle établit, la mission d'opérer l'infrastructure de charge publique aux gestionnaires de réseau pour lesquels cette mission constitue une activité accessoire. Tous les cinq ans, le ministre ayant l'Énergie dans ses attributions, organise une consultation publique pour évaluer s'il existe un intérêt réel et sérieux de reprendre l'infrastructure de charge publique existante, y compris les biens acquis et les contrats en cours, en vue d'exécuter la mission de service public d'opérateur de l'infrastructure de charge publique à un coût raisonnable et en temps utile.

Dans le cadre de la procédure de concession, l'Institut est appelé à examiner l'ensemble des conditions liées à l'attribution de la concession, dont les modalités de passation de la convention de concession ou la convention de concession elle-même, pour éviter toute entrave à une mise en concurrence réelle et sérieuse.

9) Plan décennal de développement de réseau

Chaque gestionnaire de réseau de transport et chaque gestionnaire de réseau de distribution doit établir un plan décennal de développement de son réseau qui est mis à jour au moins tous les deux ans. Le plan renseigne sur les investissements planifiés et prévisibles pour le maintien, le renouvellement, le renforcement et l'extension du réseau, qu'il s'agisse de projets du gestionnaire de réseau ou d'un tiers, et précise pour chaque mesure les frais budgétisés par le gestionnaire de réseau.

L'Institut soumet le plan décennal de développement du réseau à très haute tension, élaboré par le gestionnaire de réseau de transport, à la procédure de consultation.

10) Plateforme centralisée de données énergétiques

La loi du 9 juin 2023 a clarifié les obligations existantes du gestionnaire de réseau de transport en matière de création d'une plateforme informatique de données énergétiques. Cette plateforme baptisée « Leneda » sera une plateforme de données centralisée qui servira comme répertoire central de référence, faisant office de plateforme unique d'échange de données assurant une gestion centralisée de la communication de marché. Elle comprendra notamment les données sur les utilisateurs de réseau, les données collectées à l'occasion du comptage, les données et informations nécessaires au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel ainsi que des réseaux interconnectés. Les données seront collectées et introduites par les entreprises d'électricité et de gaz naturel.

Les entreprises d'électricité et de gaz naturel auront un accès aux données dans les limites des modalités pratiques et procédurales de la communication de marché ; les utilisateurs du réseau auront un accès individuel et sécurisé à la plateforme. À cette fin, le gestionnaire de réseau de transport introduit un système d'identifiant unique pour chaque personne physique et morale utilisateur de réseau et preneur de raccordement.

11) Protection des clients

La loi du 9 juin 2023 renforce les droits des clients dans leurs relations contractuelles avec les fournisseurs, notamment en précisant les informations précontractuelles à fournir, de même que les informations et éléments du contrat de fourniture même, notamment en cas de modification des conditions contractuelles et des prix ou des formules de prix. En outre, la facturation et l'accès aux informations relatives à la consommation sont précisés en vue de renforcer les droits des consommateurs. L'Institut devra établir une liste des associations de défense des consommateurs finals, d'agences de l'énergie ou d'organismes similaires, selon des critères auxquels ces organismes doivent répondre pour y figurer.

Dans ce cadre, l'Institut a également mis en place un guichet unique afin de fournir aux consommateurs l'ensemble des informations nécessaires concernant leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges⁹⁵, de même qu'un comparateur des offres des fournisseurs, y compris des offres pour des contrats d'électricité à tarification dynamique⁹⁶.

⁹⁵ www.mylir.lu

⁹⁶ www.calculix.lu

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

Le Règlement grand-ducal du 30 juin 2023 établissant des méthodes statistiques pour la détermination de la production de certaines installations photovoltaïques dispose que les quantités d'énergie électrique produites en autoproduction à partir de l'énergie solaire par une ou plusieurs installations, situées derrière un même point de comptage et dont la puissance installée cumulée est inférieure ou égale à 30 kilowatts, sont estimées en appliquant une formule définie dans ce même règlement, alors que l'exigence de comptage ne s'applique pas.

2.5.1.3 LE MÉCANISME DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Dans le cadre des obligations d'économies d'énergie imposées aux fournisseurs par les articles 48bis de la Loi Électricité et 12bis de la Loi Gaz, les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel se sont vu imposer une obligation de réaliser des volumes déterminés d'économies d'énergie pour une première période allant de 2015 à 2020.

Les articles 48ter de la Loi Électricité et 12ter de la Loi Gaz, introduits par la loi du 3 juin 2021, imposent des obligations d'économie d'énergie aux fournisseurs d'énergie électrique et de gaz naturel pour une deuxième période allant du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2030⁹⁷.

La loi du 3 juin 2021 fixe les objectifs d'économies d'énergie pour la période 2021 à 2030 et maintient l'obligation sur les seuls fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. La loi introduite cependant une nouveauté en permettant désormais 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, sont devenues plus 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 dans ses attributions fixe de manière annuelle et individuelle 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 mesures d'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 élargie (jusqu'à 100 euros par mégawattheure, contre 2 euros par mégawattheure pour la période 2015 à 2020), 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 2023, l'Institut a prononcé des pénalités à l'encontre de 2 fournisseurs d'électricité pour ne pas avoir rempli toutes les obligations imposées pour l'année 2021. Le paiement des pénalités dispense la partie obligée de la réalisation des volumes annuels d'économies d'énergie obligatoires non-atteints.

Les résultats de la première période (2015 à 2020) ont montré qu'à l'égard des fournisseurs étrangers ne disposant pas de leurs propres infrastructures et établissements au Luxembourg, mais approvisionnant simplement des clients établis au Luxembourg, les obligations d'économies d'énergie constituent de véritables barrières à l'entrée sur le marché luxembourgeois, étant donné qu'elles

⁹⁷ 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 1^{er} 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.

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

doivent être remplies sur le territoire national. La conséquence directe de la mise en œuvre de ce régime d'obligations d'économies d'énergie était le retrait du marché luxembourgeois de certains fournisseurs étrangers actifs sur le marché luxembourgeois. La réglementation de la deuxième période avec ses allègements, ne permet cependant pas de redresser cette situation, le mécanisme reste une barrière à l'entrée sur le marché luxembourgeois.

L'Institut tient à signaler que l'abandon du marché luxembourgeois par ces fournisseurs, principalement actifs auprès des consommateurs industriels, réduit de facto le nombre de fournisseurs disponibles pour répondre à leurs appels d'offres aux quelques fournisseurs établis au Grand-Duché. Ce manque de pression concurrentielle peut conduire à une remontée des prix et dès lors à une perte de compétitivité pour l'industrie luxembourgeoise.

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 2009/72/CE et celles de la directive (UE) 2019/944 amendant la directive 2009/72/CE 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) 2019/94 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 CACM⁹⁸, au Règlement FCA et au Règlement EB.

L'Institut a ainsi émis 3 décisions pour :

- Approuver le deuxième amendement de la méthodologie commune pour le calcul de la capacité intrajournalière (*intraday*) dans la région de calcul de la capacité Core ;
- Approuver le premier amendement de la méthodologie pour la répartition de la capacité d'échange entre zones à long terme pour la région de calcul de la capacité Core ;
- Demander la modification de la proposition concernant la méthodologie de calcul de la capacité entre zones à l'échéance du marché de l'équilibrage pour la région de calcul de la capacité Core dont la version amendée a été soumise fin 2023 aux régulateurs de la région de calcul de la capacité Core.

L'Institut, en collaboration avec les régulateurs de la région de calcul de capacité Core, a aussi évalué les propositions d'un deuxième et d'un troisième amendement de la méthodologie commune pour le calcul de la capacité intrajournalière (*intraday*) dans la région de calcul de la capacité Core. Les décisions concernant ces deux propositions ont été transférées à l'ACER du fait du non-alignement entre les régulateurs concernés.

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, que ce soit après transfert de décision par les régulateurs concernés (premier point) ou par processus décisionnel direct (autres points) :

⁹⁸ Voir la section lois/règlements à la fin du document pour recevoir plus d'informations.

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

- la méthodologie commune pour le calcul de la capacité intrajournalière (*intraday*) dans la région de calcul de la capacité Core (deuxième et troisième amendements) ;
- la détermination des régions pour le calcul de la capacité ;
- les prix minimaux et maximaux pour le couplage unique *day-ahead* et le couplage unique *intraday* ;
- les exigences concernant la plateforme d'allocation unique pour le long terme ;
- la méthodologie pour la répartition du revenu de congestion pour le court terme et le long terme ;
- la méthodologie pour le partage des coûts encourus afin de garantir la fermeté et la rémunération des droits de transport à long terme ;
- les règles d'allocation harmonisées pour le long terme ; les cadres pour l'établissement des plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle et activation automatique ;
- la méthodologie de fixation du prix de l'énergie d'équilibrage et de la capacité entre zones utilisée pour l'échange d'énergie d'équilibrage ou pour la mise en œuvre du processus de compensation des déséquilibres ;
- l'harmonisation de la méthodologie pour le processus d'allocation de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou du partage de réserves.

L'Institut a également participé au développement de l'orientation cadre portant sur la participation de la demande, qui est transmise par l'Agence à la Commission européenne. Ces nouvelles règles visent à faciliter la participation de la demande aux marchés de gros de l'électricité et à faciliter l'achat de services d'équilibrage, de gestion de la congestion et de contrôle de la tension.

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, en collaboration avec les autorités de régulation nationales de la zone synchrone d'Europe continentale, a défini les mesures appropriées en listant les différents documents et échéances associées afin de rendre possible l'adoption de la durée d'activation minimale que doivent assurer les fournisseurs de FCR en considérant la contribution des réservoirs d'énergie limités.

Dans le cadre du règlement (UE) n° 2019/943, l'ACER a approuvé des propositions de l'ENTSOe concernant le dimensionnement régional des capacités de réserve et la facilitation de la passation de marchés régionaux relatifs aux capacités d'équilibrage. L'Institut a ensuite reçu un amendement des gestionnaires de réseau de transport de la région d'exploitation du réseau d'Europe continentale visant à répartir ces deux tâches entre les deux centres régionaux de la zone sur base du principe de rotation pour une période prédéterminée. Les discussions pour préparer la décision conjointe entre les régulateurs de cette région d'exploitation seront menées en 2024.

2.5.2.2 ÉVOLUTION DU CADRE COMMUNAUTAIRE

Le cadre législatif communautaire a été élargi par deux nouvelles directives et des règlements européens.

Avec la Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil, les États membres veillent collectivement à ce que la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'Union en 2030 soit d'au moins 42,5 %.

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

La Directive (UE) 2023/1791 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023 relative à l'efficacité énergétique et modifiant le règlement (UE) 2023/955 vise à établir un cadre commun de mesures pour la promotion de l'efficacité énergétique en vue d'assurer la réalisation des objectifs de l'Union en matière d'efficacité énergétique.

Le Règlement d'exécution (UE) 2023/1162 de la Commission du 6 juin 2023 relatif aux exigences d'interopérabilité et aux procédures non discriminatoires et transparentes pour l'accès aux données de comptage et de consommation établit des exigences d'interopérabilité ainsi que des règles relatives à des procédures non discriminatoires et transparentes pour l'accès des clients finals aux données de comptage et de consommation d'électricité.

Le Règlement (UE) 2023/1804 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs et abrogeant la directive 2014/94/UE fixe des objectifs nationaux contraignants menant au déploiement de suffisamment d'infrastructures pour carburants alternatifs dans l'Union, pour les véhicules routiers, les trains, les navires et les aéronefs en stationnement. Il établit des spécifications techniques communes et des exigences en matière d'information des utilisateurs, de fourniture des données et de paiement, applicables aux infrastructures pour carburants alternatifs.

Enfin, en date du 16 novembre 2023, le Parlement européen et le Conseil se sont mis d'accord sur la révision des règles concernant l'intégrité et la transparence sur le marché de gros de l'énergie dans l'Union européenne (Remit), qui a été présentée en mars 2023 par la Commission européenne. Ces nouvelles dispositions renforcent 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 européenne en lui conférant notamment des pouvoirs d'enquête sur des affaires ayant une dimension transfrontalière. Elles prévoient également une harmonisation au niveau européen des amendes pour des infractions aux règles Remit, qui sont prononcées par les autorités de régulation nationales. L'approbation formelle de la révision de Remit a eu lieu le 20 décembre 2023.

Enfin, suite à la crise énergétique de 2022, des mesures pour réformer le marché de l'électricité ont été discutées au sein de la Commission sur base des réflexions menées par les régulateurs européens.

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

3 LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

3.1 RÉGULATION DES RÉSEAUX

3.1.1 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU

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 17 du Chapitre 3.1.2.3 du présent rapport.

3.1.1.1 DISSOCIATION DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT

Malgré la dérogation applicable au Grand-Duché du Luxembourg en vertu de l'article 49 paragraphe 6 de la directive 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE, le législateur luxembourgeois a tout de même transposé ladite directive établissant ainsi un cadre législatif, assurant un degré d'indépendance spécifique au gestionnaire de réseau de transport. Dès lors, un gestionnaire de réseau de transport, faisant partie d'une entreprise de gaz naturel verticalement intégrée, doit répondre aux mêmes exigences de dissociation sur le plan juridique, organisationnel et de prise de décision qu'un gestionnaire de réseau de distribution. En outre, les exigences de confidentialité, imposées au gestionnaire de réseau de transport à travers l'article 16 de la directive 2009/73/CE, sont intégralement reprises en droit national à l'article 38 de la modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel (ci-après la « Loi Gaz »).

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

Avec la mise en place du marché intégré BeLux entre le Luxembourg et la Belgique depuis le 1^{er} octobre 2015, un système commun d'équilibrage a été mis en place au sein de ce marché. La société Balansys S.A., créée conjointement par Creos et Fluxys Belgium S.A. (le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel en Belgique), assure la gestion de l'équilibrage sur l'ensemble du marché BeLux. Dans ce rôle, la société est dotée d'un « Compliance Officer » qui a établi un programme d'engagements, soumis à la CREG pour avis et approuvé par l'ACER – l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

3.1.1.2 DISSOCIATION DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Les exigences de dissociation posées par l'article 26 de la directive 2009/73/CE, et applicables aux gestionnaires de réseau de distribution, sont transposées en droit luxembourgeois par l'article 37 de la Loi Gaz pour s'appliquer indistinctement aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution. 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 et transposant l'article 31 de la directive 2009/73/CE. Cette obligation est équivalente aux dispositions applicables dans le secteur de l'électricité (voir Chapitre 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 16 de la directive 2009/73/CE tel que transposé à l'article 38 de la Loi Gaz).

3.1.2 FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

En l'absence d'extraction ou de production de gaz naturel au Grand-Duché de Luxembourg, l'intégralité du gaz naturel consommé - soit 6 416 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 des 4,34 millions de mètres cube - soit 47 GWh - de biogaz (produit par méthanisation) injectées localement dans le réseau en 2023, pour une capacité de production de biogaz estimée à 6,7 millions de mètres cube répartie sur 3 centrales.

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

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. En 2022, cette démarche s'est faite sur base volontaire ; les capacités de stockage à l'étranger pour le besoin des consommateurs luxembourgeois se sont élevées à 1306 GWh.

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 1^{er} 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 équilibres 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

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

ou de déficit. En 2023, comme en 2022, les interventions ont principalement eu lieu pour compenser un déficit de gaz : 207 interventions réparties sur 49 jours, pour un coût global de 18,7 millions €, le jour le plus actif étant le 7 décembre 2023. Les interventions pour compenser un excès de gaz sont au nombre de 6. Le coût des interventions a fortement diminué (0,030 €/kWh en moyenne annuelle pour l'achat de gaz et 0,051 €/kWh en moyenne annuelle pour la vente au lieu de 0,107 €/kWh et 0,114 €/kWh en 2021) du fait d'une forte diminution du prix du gaz sur les marchés.

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 2023, 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 (202 contre 162). En valeur, l'achat en gaz a représenté 23.4 millions € (avec un coût maximal de 0,6 millions € le 2 avril 2023) tandis que les ventes de gaz ont rapporté 26.1 millions € (avec un maximum de 0,56 millions € le 15 novembre 2023).

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). En 2023, l'Institut, conjointement avec la CREG, a approuvé l'introduction par Balansys S.A dans le code d'équilibrage de la notion 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.

La tarification approuvée fin 2023 pour l'année 2024 prévoit une charge de neutralité de -0,050 €/MWh (par rapport à -0.100 €/MWh en 2023) : cette valeur tient compte d'une part de la hausse continue du prix du gaz depuis 2021 qui a généré des recettes importantes issues de la vente d'énergie d'équilibrage, et d'autre part de la volatilité de ce prix et les incertitudes sur son évolution poussant Balansys à garder une souplesse financière suffisante afin de ne pas mettre en péril sa situation financière et à se donner les moyens financiers suffisants pour faire face aux circonstances actuelles de marché. Pour les contributeurs principaux, un petit ajustement de 3 % est appliqué pour la facturation fin-de-journée et le facteur incitatif pour la facturation intra-journalière est fixé à 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 17 suivant.

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.	279,1	471,3	1.453,8
GRD	Sudenergie S.A	13,6	331,0	800,9
GRD	Ville de Dudelange	0,0	9,0	93,9

Tableau 17 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2023

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. Depuis octobre 2017, les procédures de communication décrites dans le Code de Distribution sont effectuées et traitées de manière automatisée via le même canal de communication sécurisé qui est utilisé pour la communication de marché en électricité.

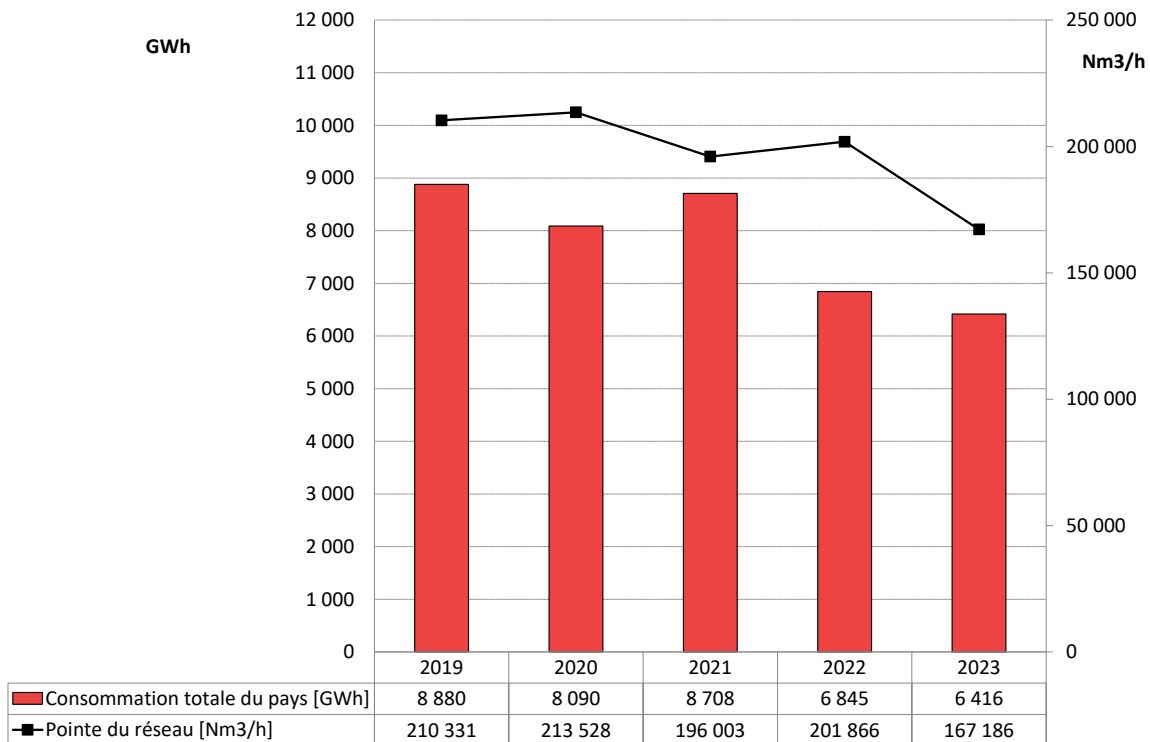
3.1.2.4 ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le Graphique 24 montre l'évolution de la consommation et de la pointe nationale annuelle depuis 2019.

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

Le volume de gaz naturel fourni à la consommation au niveau national en 2023 a continué à baisser en 2023 de 6,3 % par rapport à 2022 et s'établit à 6.416 GWh. La réduction de consommation peut s'expliquer par plusieurs raisons, notamment des prix élevés, l'électrification du chauffage et des efforts d'économisation et de décarbonisation.

La pointe nationale, correspondant à la charge maximale quart-horaire, affiche une baisse significative de l'ordre de 17 % par rapport à 2022.



Graphique 24 : 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 un changement important par rapport à l'année 2022 et est illustré au Tableau 18. Les importations par l'Allemagne ont continué à diminuer et sont devenues négligeables par rapport aux importations par la Belgique.

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

Interconnexion		Flux [GWh]		Variation
		2022	2023	
Réseau allemand	Remich	40	14	-65 %
Réseau belge	Bras	4.818	4.781	-1 %
	Pétange	1.939	1.574	-19 %
	Total	6.757	6.355	-6 %
Total		6.797	6.369	-6,3 %

Tableau 18 : 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 1^{er} juillet 2016 »⁹⁹ et qui doit arriver à un taux de pénétration d'au moins 90 % au 31 décembre 2021¹⁰⁰, échéance initialement fixée au 31 décembre 2020 et reportée d'une année suite à la crise sanitaire COVID-19.

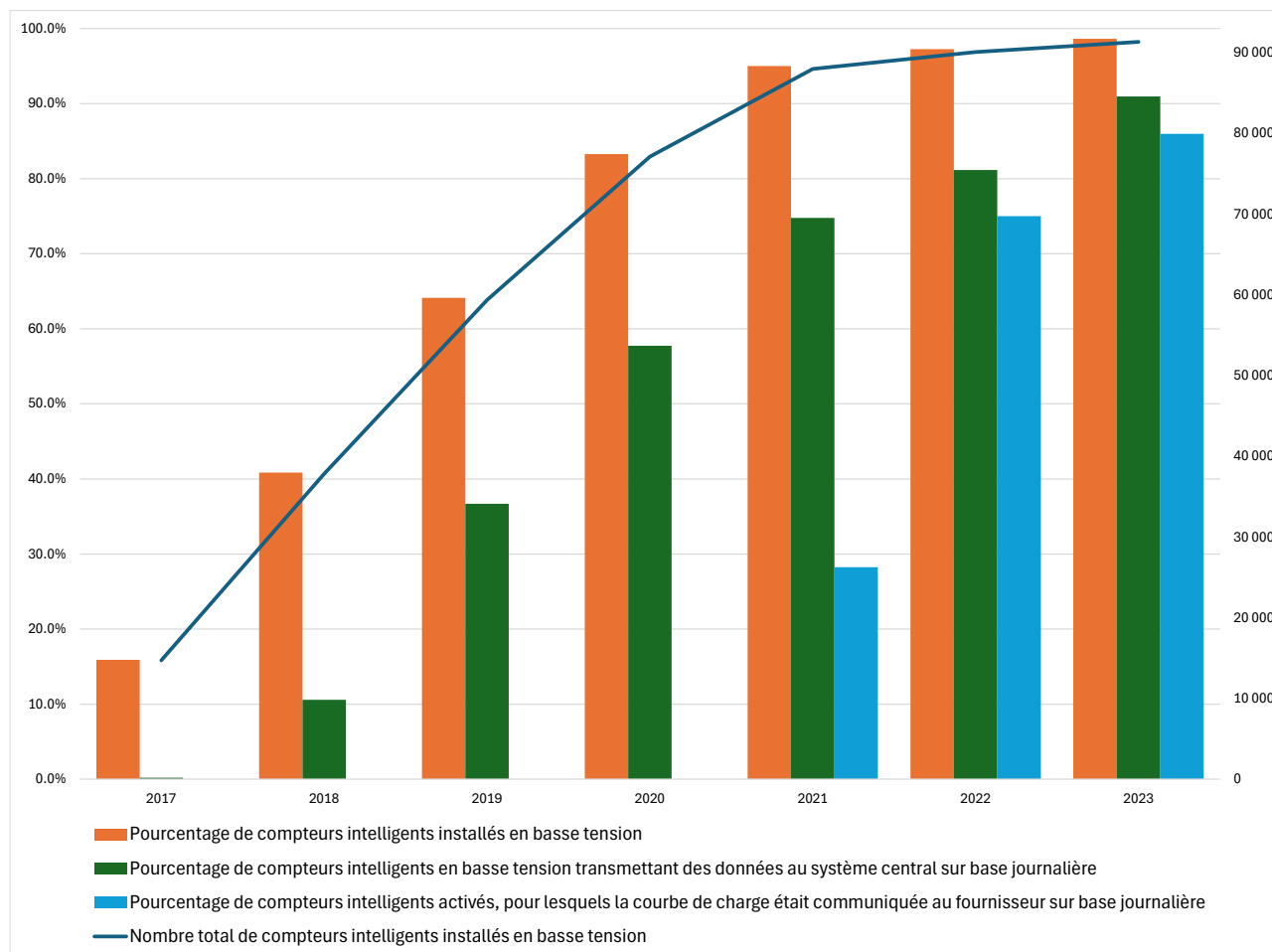
Comme déjà expliqué au Chapitre 2.1.2.5, avant qu'un compteur Smarty puisse être qualifié « intelligent », il doit - après son installation physique sur site - être amené à transmettre les valeurs de consommation du ménage à mesurer au gestionnaire de réseau respectif.

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. Dès lors, les valeurs de consommation de gaz sont transmises du compteur de gaz via le compteur intelligent d'électricité, disponible désormais dans chaque ménage, au système central de Luxmetering ; le compteur électrique Smarty transmet donc 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.

⁹⁹ Selon les lois du 19 juin 2015 relatives à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz naturel.

¹⁰⁰ Art. 35 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

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



Graphique 25 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel

Au 31 décembre 2023, 98,6 % des 92.610 compteurs du type G4 à G40 (tous types confondus) étaient équipés d'un compteur de gaz Smarty (pour 97,3 % fin 2022, comparés au chiffre total susmentionné). Parmi eux, 90,9 % des compteurs ont pu transmettre leurs données de consommation horaires au gestionnaire de réseau de distribution respectif. Sur l'ensemble de tous les compteurs, 78.541 compteurs de gaz (soit 86,0 %) ont transmis quotidiennement la courbe de consommation horaire d'un GRD au fournisseur concerné à fin 2023. Le potentiel des compteurs de gaz intelligents n'est donc pas encore pleinement exploité, bien que l'infrastructure technique soit déjà disponible dans les foyers.

3.1.2.6 INTERRUPTIONS DE FOURNITURE

Les GRDs gaz indiquent qu'il y a eu 82 interruptions planifiées et 80 interruptions non planifiées dans les réseaux de gaz naturel au Luxembourg en 2023. 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

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.

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

L'année 2023 était la troisième année de la période de régulation 2021-2024, encadrée par le règlement ILR/E20/21 du 26 mai 2020.

Ce cadre réglementaire s'applique à tous les gestionnaires de réseau de gaz naturel. La méthode tarifaire qui en découle comprend, tout comme pour le secteur de l'électricité, 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. Ces deux volets sont expliqués dans les sous-chapitres suivants.

Tout comme dans le secteur de l'électricité, la méthodologie incorpore des éléments favorisant la transition énergétique, les réseaux intelligents ainsi que la digitalisation. Les dispositions sont identiques à celles décrites au Chapitre 2.1.2.7, à l'exception des commentaires relatifs au facteur qualité qui n'existe pas dans le secteur du gaz naturel, et ceux relatifs à la structure tarifaire.

3.1.3.1 DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ DE L'UTILISATION DU RÉSEAU

En 2023, la méthodologie tarifaire dans le secteur du gaz naturel continue à reposer sur les mêmes principes que celle dans le secteur de l'électricité. Ainsi la, rémunération des investissements, l'encadrement des projets d'investissement et des charges d'exploitation contrôlables et non-contrôlables suivent la logique décrite au Chapitre 2.1.2.7 sur les tarifs d'utilisation des réseaux électriques.

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

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

« 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 2023, 25 clients se sont enregistrés comme clients effaçables pour une capacité maximale de 212 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 2023, 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 1^{er} janvier 2024. Contrairement aux tarifs d'utilisation réseau en électricité, les tarifs en gaz naturel diffèrent d'un gestionnaire de réseau à l'autre.

Le Tableau 19 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)				
			2019	2020	2021	2022	2023
Client résidentiel D2	20 – 200	5,6 – 55,6	13,4	14,2	14,7	15,4	18,0
Client industriel I3	10.000 – 100.000	2.778 – 27.778	6,6	7,6	7,9	8,5	11,3

Tableau 19 : Tarifs d'utilisation réseau agrégés - Selon 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 est applicable à partir du 1^{er} mai 2022 et couvre 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 19. 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

3.1.4.1 ATTRIBUTION DES CAPACITÉS ET GESTION DES CONGESTIONS

Depuis le 1^{er} 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 finaux 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.

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

3.1.4.2 UTILISATION DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

Dans le cadre du marché intégré BeLux, les résultats des enchères pour la commercialisation de produits de capacité trimestriels au point d'interconnexion Remich pour l'année gazière 2023-2024 sont résumés dans le Tableau 20 ci-dessous. Les enchères pour les n'ont pas donné lieu à un premium (différence entre prix de clôture et prix de réserve) par rapport au prix de réserve préalablement approuvé par l'Institut.

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)
01/10/23 - 01/01/24	1.000.000	1.000.000	3,08	3,08
01/01/24 – 01/04/24	1.000.000	1.000.000	3,08	3,08
01/04/24 – 01/07/24	555.000	555.000	3,08	3,08
01/07/24 – 01/10/24	555.000	555.000	3,08	3,08

Tableau 20: Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2023-2024

3.1.4.3 DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES

À l'heure actuelle, 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.

Une future économie de l'hydrogène sera transfrontalière, d'où la nécessité d'échanges à différents niveaux avec les pays voisins et les États membres de l'Union européenne. Le potentiel de l'hydrogène vert dans le contexte de la décarbonation en vue d'atteindre la neutralité climatique d'ici 2050 peut être consulté dans la stratégie hydrogène du Luxembourg¹⁰¹.

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. Le dernier plan décennal en date, transmis à l'Institut, couvre la période 2023-2032. Ce plan ne contient aucun investissement transfrontalier ; il contient les développements nationaux 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 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.

¹⁰¹ <https://gouvernement.lu/dam-assets/documents/actualites/2021/09-septembre/27-turmes-hydrogene/Strategie-hydrogene-LU-fr.pdf>

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

3.1.4.5 COOPÉRATION RÉGIONALE

Dans le cadre du marché intégré BeLux, les documents réglementaires 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, dédié à la décarbonisation et à la mise en œuvre des codes réseau, ayant eu lieu en mai 2023. Ce forum a principalement porté sur la nécessité de prioriser les amendements à apporter aux codes réseau existants en attendant la publication du Paquet législatif en cours de discussion et à faciliter le développement de l'hydrogène vert.

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

3.2 ASPECTS RELATIFS À LA CONCURRENCE

3.2.1 MARCHÉ DE DÉTAIL

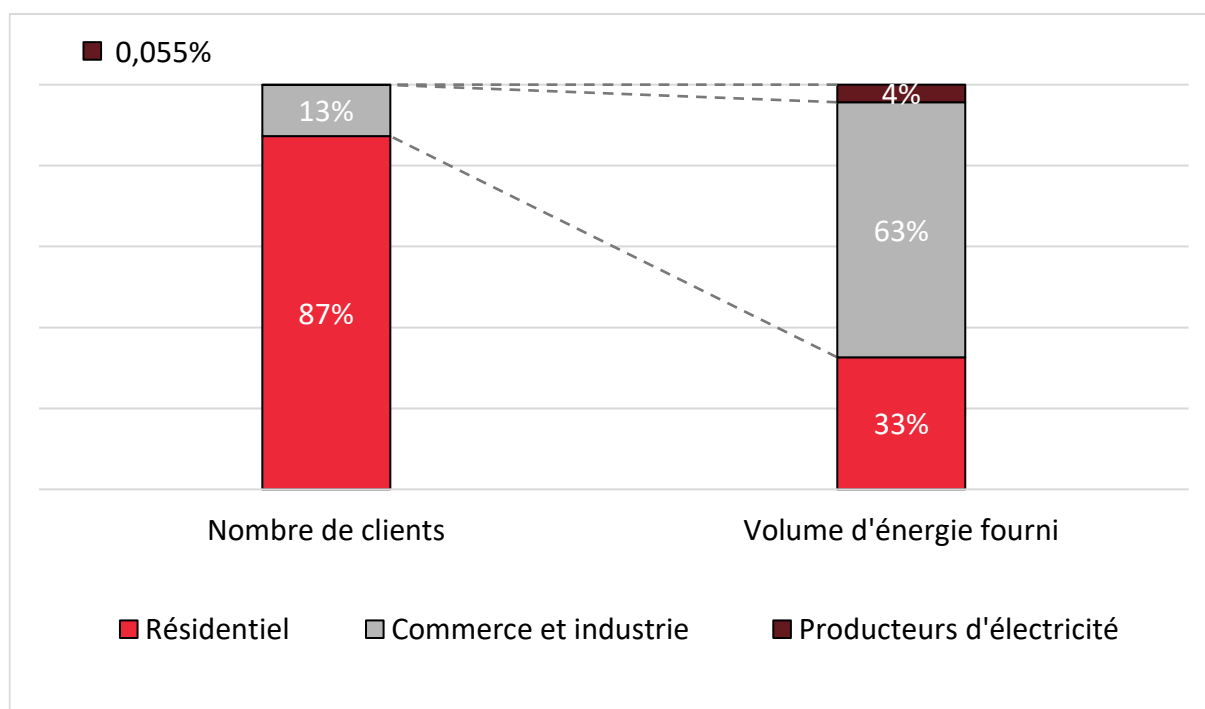
Les clients finals, au nombre de 93.097, peuvent être segmentés en 3 groupes de consommateurs : les consommateurs résidentiels, les consommateurs professionnels et industriels et les producteurs d'électricité.

3.2.1.1 PARTS DE MARCHÉ

Le Tableau 21 et le Graphique 26 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 2023 (TWh)	Nombre de points de fourniture
Secteur résidentiel	2,1	81.250
Secteur professionnel et industriel	4,1	11.796
Production d'électricité	0,3	51

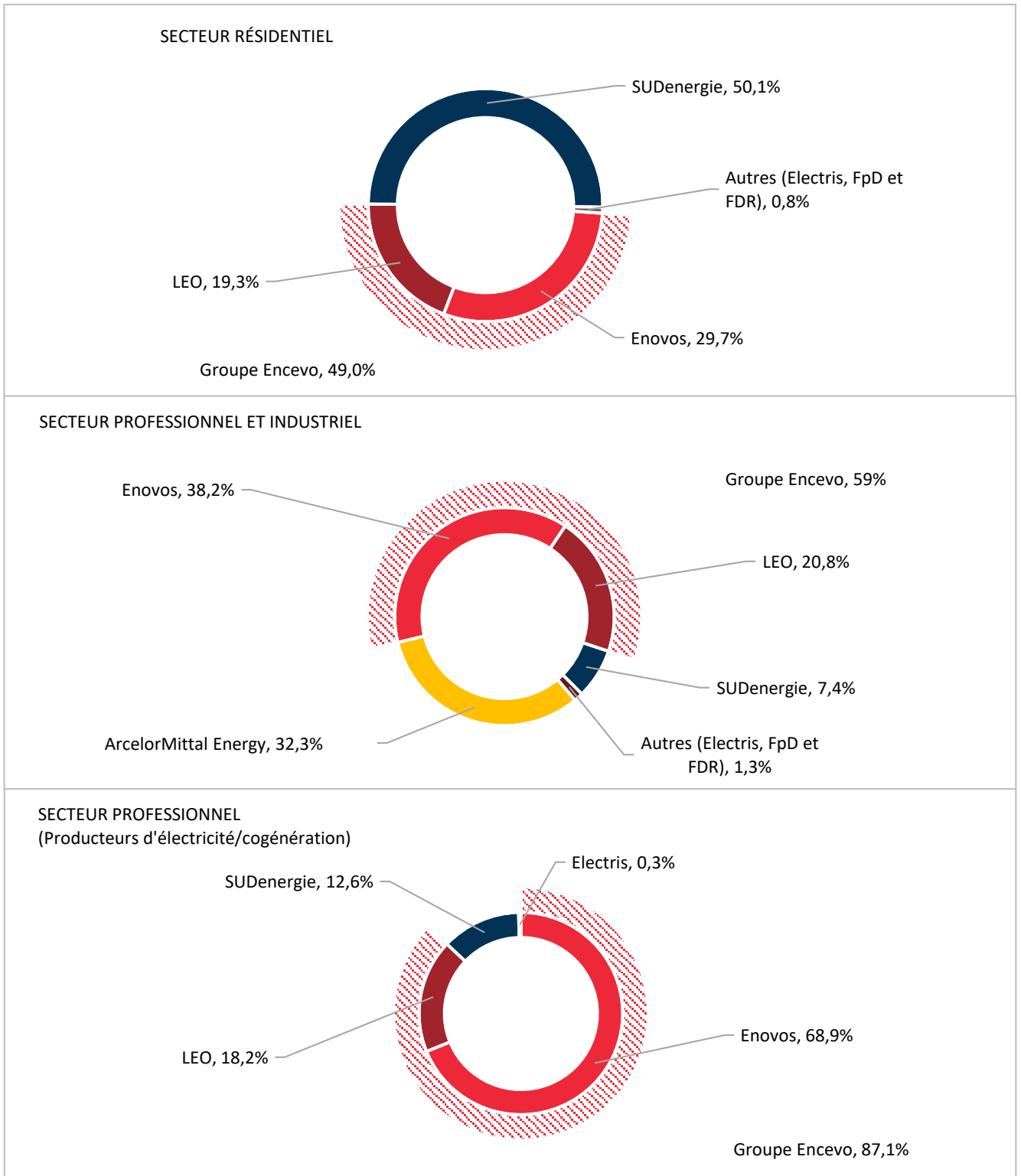
Tableau 21 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2023



Graphique 26 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients

Cinq entreprises de fourniture de gaz naturel ont été actives sur le marché résidentiel et six sur le marché de détail (résidentiel et non résidentiel) en 2023. Les parts de marché du volume du gaz naturel distribué par segment sont indiquées dans le Graphique 27. 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 2022.

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



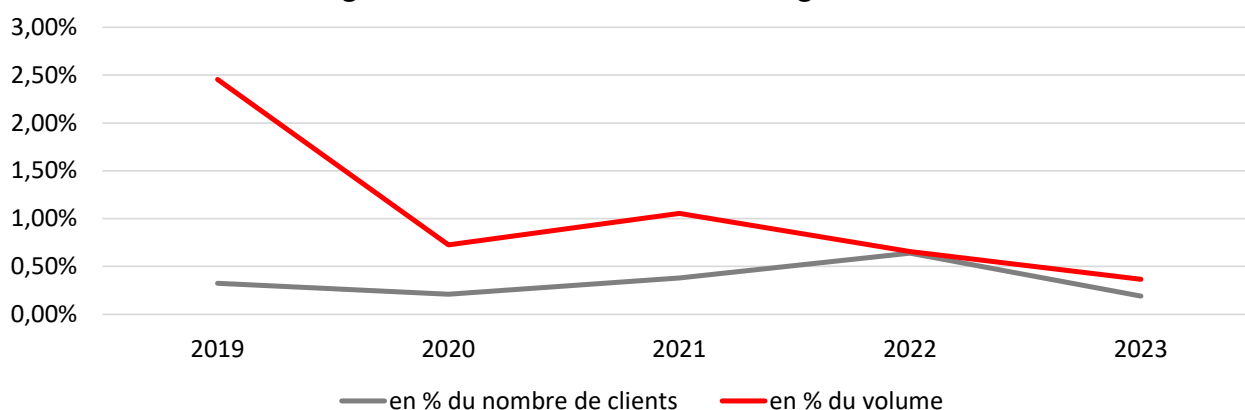
Graphique 27 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail du gaz naturel

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

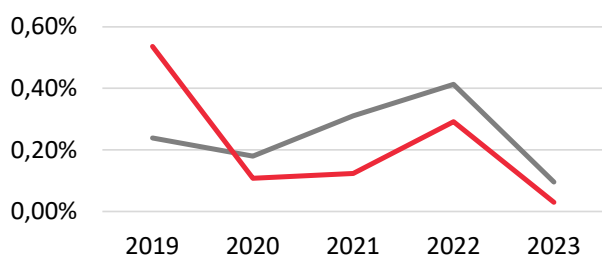
3.2.1.2 TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

En 2023, le taux de changement de fournisseur, avec 177 changements de fournisseurs toutes catégories confondues, se situe à 0,2 % en termes de points de fourniture, et à 0,4 % 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.

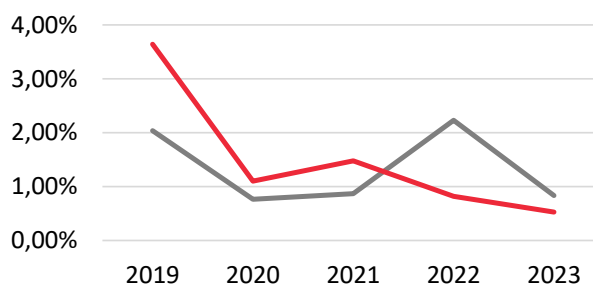
Changements de fournisseur toutes catégories confondues



Changements de fournisseur dans le secteur résidentiel



Changements de fournisseur dans le secteur non-résidentiel



— en % du nombre de clients — en % du volume — en % du nombre de clients — en % du volume

Graphique 28 : Évolution des taux de changement de fournisseur de gaz naturel (volume et nombre de clients par segment)

Le Tableau 22 renseigne sur le taux de changement de fournisseur par segment des clients en 2022 et 2023.

ANNÉE	2022		2023	
	En termes de volumes	En termes de nombre de clients	En termes de volumes	En termes de nombre de clients
Taux de changement de fournisseur sur le marché de gaz naturel				
Segment résidentiel	0,3 %	0,4 %	0,3 %	0,1 %
Segment professionnel et industriel	0,9 %	2,2 %	0,8 %	0,6 %
Segment producteurs d'électricité	0,3 %	1,7 %	0 %	0 %

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

Toutes catégories de client confondues	0,7 %	0,6 %	0,4 %	0,2 %
--	-------	-------	-------	-------

Tableau 22 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2022 et 2023

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 à partir d'octobre 2022 élimine tout intérêt à opter pour un autre fournisseur, ensuite, la part du budget énergie dans le budget total d'un résident luxembourgeois est la plus faible de toute l'Europe. 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'appropriier 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 33 % en volume du marché du gaz naturel. 78 clients finals ont changé leur fournisseur au cours de l'année 2023, un chiffre en diminution par rapport aux 335 changements en 2022. La diminution du nombre de changements est principalement dû au plafonnement du prix du gaz naturel introduit par la loi du 2 décembre 2022, qui a gelé le comportement concurrentiel du marché. Le Graphique 28 illustre l'évolution des changements de fournisseur¹⁰².

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 22, il y a eu 99 changements de fournisseurs, par rapport à 257 en 2022. Le taux de changement dans ce segment, qui représente environ 63 % en volume du marché national, est de 0,8 % en termes de volume en 2023.

3.2.1.2.3 PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ

Le secteur des producteurs d'électricité se limite aux centrales de cogénération et représente encore 4 % de la consommation de gaz naturel. Aucun producteur d'électricité n'a changé de fournisseur en 2023.

3.2.1.3 SURVEILLANCE DES PRIX

3.2.1.3.1 PRIX DU DÉTAIL

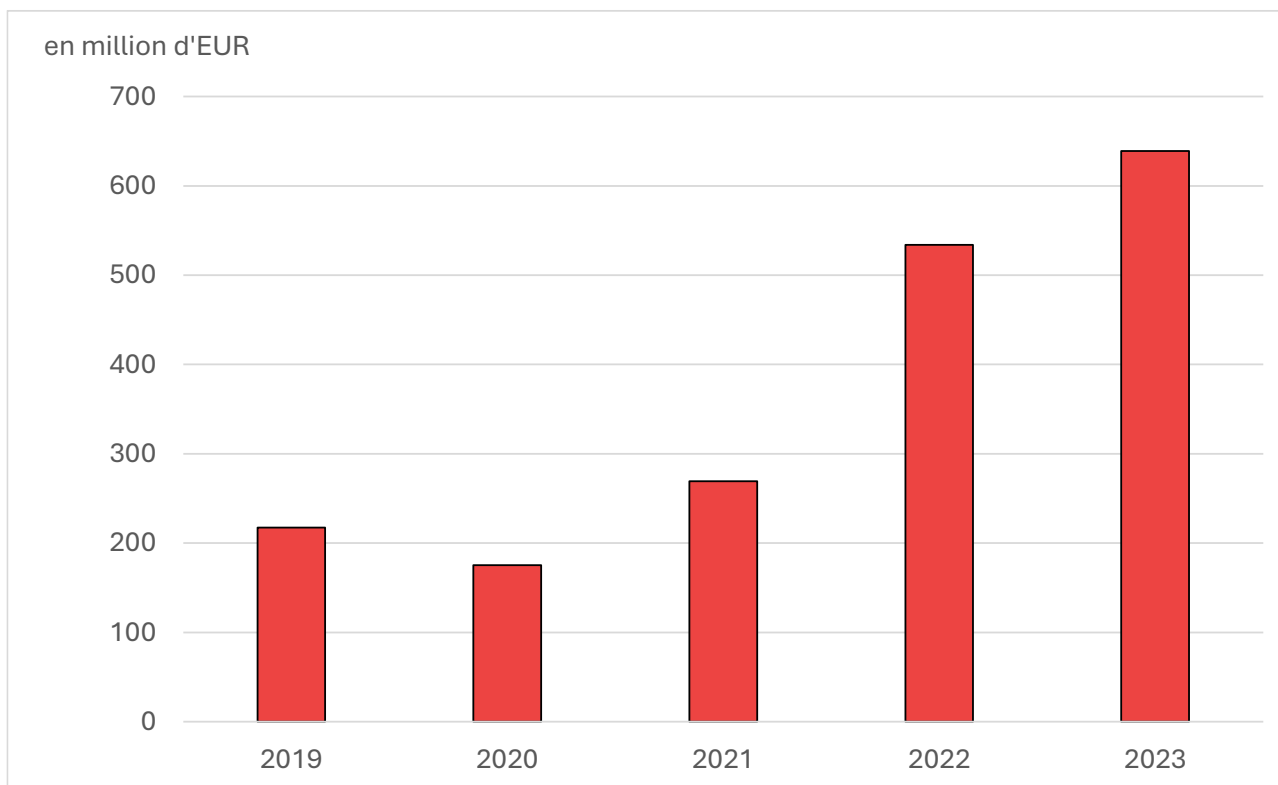
Au Luxembourg, le marché du gaz naturel a été complètement ouvert à la concurrence au 1^{er} juillet 2007. Un prix de fourniture régulé n'ayant jamais existé¹⁰³, l'ensemble des consommateurs est fourni par des offres de marché.

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

¹⁰² 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.

¹⁰³ Sauf en cas de fourniture par défaut et de fourniture du dernier recours (les deux limitées dans le temps).

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



Graphique 29: Chiffre d'affaires des fournisseurs de gaz naturel sur le marché luxembourgeois

La nette augmentation des chiffres d'affaires, y inclus les recettes liées au plafonnement du prix de gaz naturel payées par l'État, mais hors utilisation réseau taxes et TVA, s'explique par l'augmentation des prix de l'énergie sur les marchés de gros (Chapitre 2.3.2).

3.2.1.3.2 PRIX DU DÉTAIL

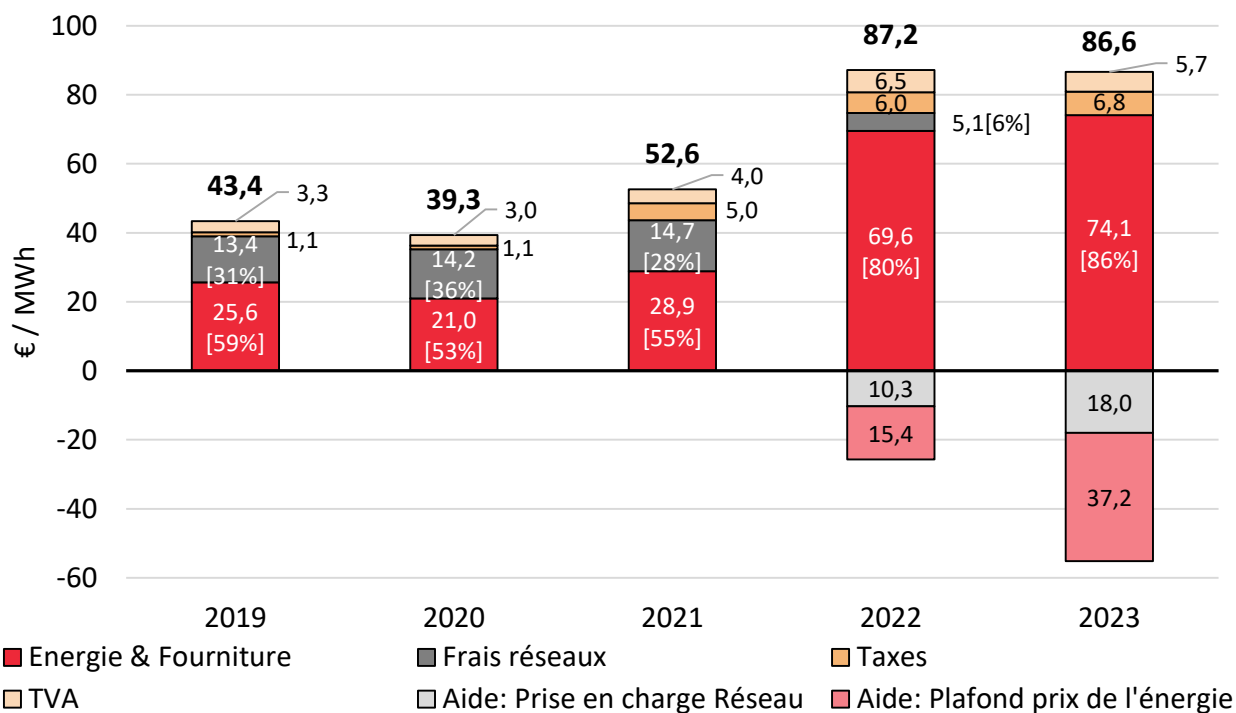
Concernant les clients raccordés au réseau de distribution, les trois composantes tarifaires déterminant le prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels sont :

- 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.

L'évolution des composantes du prix de la fourniture intégrée aux clients résidentiels est reprise dans le Graphique 30 ci-après. Les données sont issues de la base de données d'Eurostat¹⁰⁴.

¹⁰⁴ 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.

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



Graphique 30 : Composition des prix du gaz naturel des clients résidentiels (prix courants)

En 2023, le client résidentiel moyen¹⁰⁵ a payé 86,6 €/MWh (c'est-à-dire 0,0866 €/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 2.646 €, soit 221 € par mois¹⁰⁶. Le niveau élevé des prix du gaz naturel en 2023 aurait conduit à une augmentation du prix final pour le consommateur résidentiel en absence des interventions de l'État. La Loi du 17 mai 2022 a introduit la prise en charge des frais d'utilisation réseau par l'État à partir du 1^{er} mai 2022 et la Loi du 2 décembre 2022 a institué une contribution étatique visant à limiter la hausse du prix de l'énergie s'appliquant à partir du mois d'octobre 2022. Ces mesures ont ramené le prix final moyen sur l'année 2023 de 141,8 €/MWh à 86,6 €/MWh¹⁰⁷. Il est à remarquer que les prix indiqués dans le Graphique 30 sont des moyennes sur l'année et ne permettent donc pas de visualiser l'évolution du prix au cours l'année.

L'évolution de la composition du prix du gaz naturel d'un client industriel type,¹⁰⁸ tel que défini par Eurostat, est illustrée dans le Graphique 31 suivant.

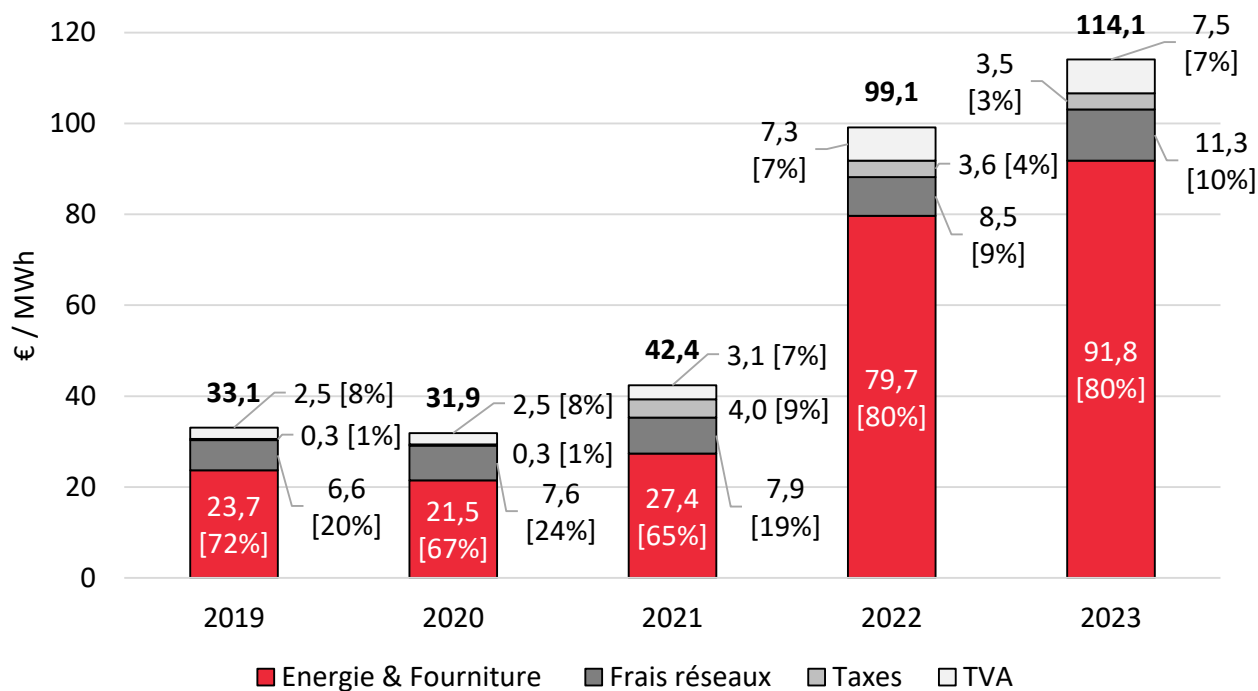
¹⁰⁵ Client-type D2 tel que défini par Eurostat : <http://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>

¹⁰⁶ 30 556 kWh*0,0866 €/kWh = 2 646 €/12mois = 221 €/mois

¹⁰⁷ Afin de pouvoir représenter individuellement les deux types d'aides de l'État dans le graphique 5, l'Institut a, pour les années 2022 et 2023, décomposé les montants des différentes composantes publiés par Eurostat.

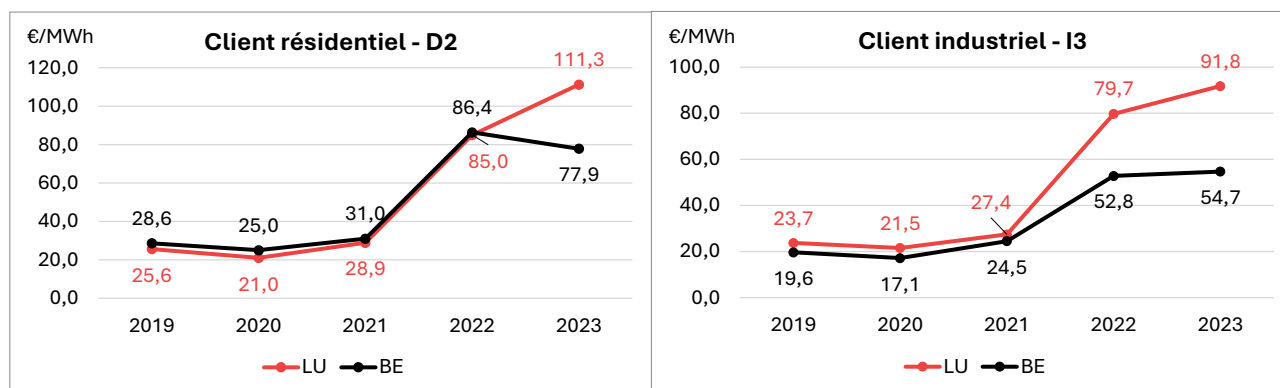
¹⁰⁸ Le client industriel type utilisé dans l'analyse de l'Institut correspond au à la catégorie de clients I3 établie par Eurostat. Ce client a une consommation annuelle de gaz naturel entre 10 000 et 99 999 GJ, ce qui correspond à 2 778 respectivement 27 778 MWh.

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



Graphique 31 : 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 32 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg

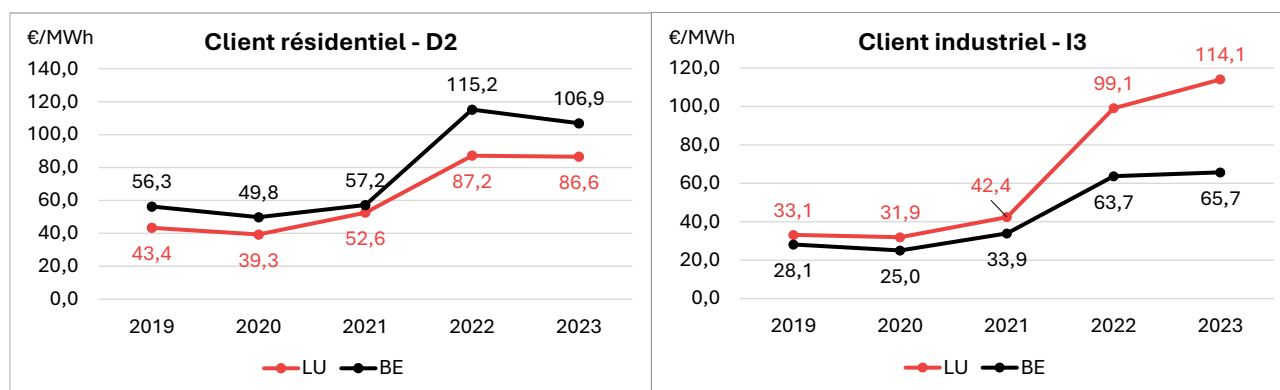
La comparaison des composantes « Énergie et Fourniture » permet de mettre en évidence que les coûts de l'énergie des consommateurs au Luxembourg et en Belgique ont commencé à diverger avec la crise sur le marché du gaz naturel. Il est à noter que ces coûts de l'énergie ne tiennent pas compte des aides étatiques luxembourgeoises, qu'Eurostat inclut dans la composante des taxes et redevances.

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

Pour les ménages ainsi que pour les clients industriels, le prix de l'énergie proprement dite continue à augmenter au Luxembourg, ce qui n'est pas observé pour les prix applicables en Belgique.

La différence de prix augmente à 33,4 €/MWh pour le segment D2 respectivement à 37,1 €/MWh pour le segment I3 entre 2022 et 2023. Elle correspond à environ un tiers du coût de la molécule de gaz naturel au Luxembourg en 2023.

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



Graphique 33: Comparaison du prix total payé par les consommateurs de gaz naturel en Belgique et au Luxembourg (Données Eurostat)

Alors que les aides pour les ménages gardent les prix finaux au même niveau qu'en 2022 et nettement inférieurs aux prix pratiqués en Belgique, la situation est différente pour les consommateurs industriels qui ne profitent ni du plafonnement du prix de la molécule de gaz, ni de la prise en charge des frais d'utilisation réseau par l'État luxembourgeois.

Il est à rappeler que par le passé, l'Institut avait déjà constaté que le manque d'information du consommateur ainsi que sa passivité font que les prix payés par de nombreuses petites et moyennes entreprises et industries sont élevés par rapport au prix du marché et aux prix offerts à d'autres consommateurs. L'Institut recommande ainsi aux consommateurs d'être attentifs et de devenir actifs en demandant des offres de prix auprès de plusieurs fournisseurs bien avant l'échéance du contrat de fourniture en cours.

Dans la suite de cette 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 Calculix¹⁰⁹.

Les fournisseurs proposent deux types de contrat.

Premièrement, la grande majorité des contrats, sont des contrats sans garantie de prix, pour lesquels le fournisseur est libre d'adapter son prix à condition d'annoncer le changement au moins 30 jours à l'avance, et en permettant aux consommateurs de résilier sans frais leur contrat avant l'entrée en vigueur du changement. Ces contrats qui sont généralement résiliables à brève échéance, normalement égale ou inférieure à un mois, représentent 99 % des contrats dans le secteur résidentiel en 2023.

Deuxièmement, il existe des contrats avec garantie de prix. Ces produits garantissent un prix fixe pour une durée déterminée (couramment 12 ou 36 mois) ou jusqu'à une date définie (par exemple jusqu'au 31 décembre de l'année X). Avec ce genre de produit il est conseillé au consommateur de lire attentivement les conditions de résiliation et de reconduction, qui peuvent varier d'un fournisseur à l'autre. Ces contrats fixes représentent 1 % des cas en 2023. Malgré le fait que des contrats fixes peuvent constituer une option intéressante, l'Institut constate que ces produits n'ont pas été commercialisés en 2023 suite aux augmentations de prix sur les marchés de gros et l'incertitude qui y règne depuis le début de la crise énergétique. Les consommateurs avec un contrat avec

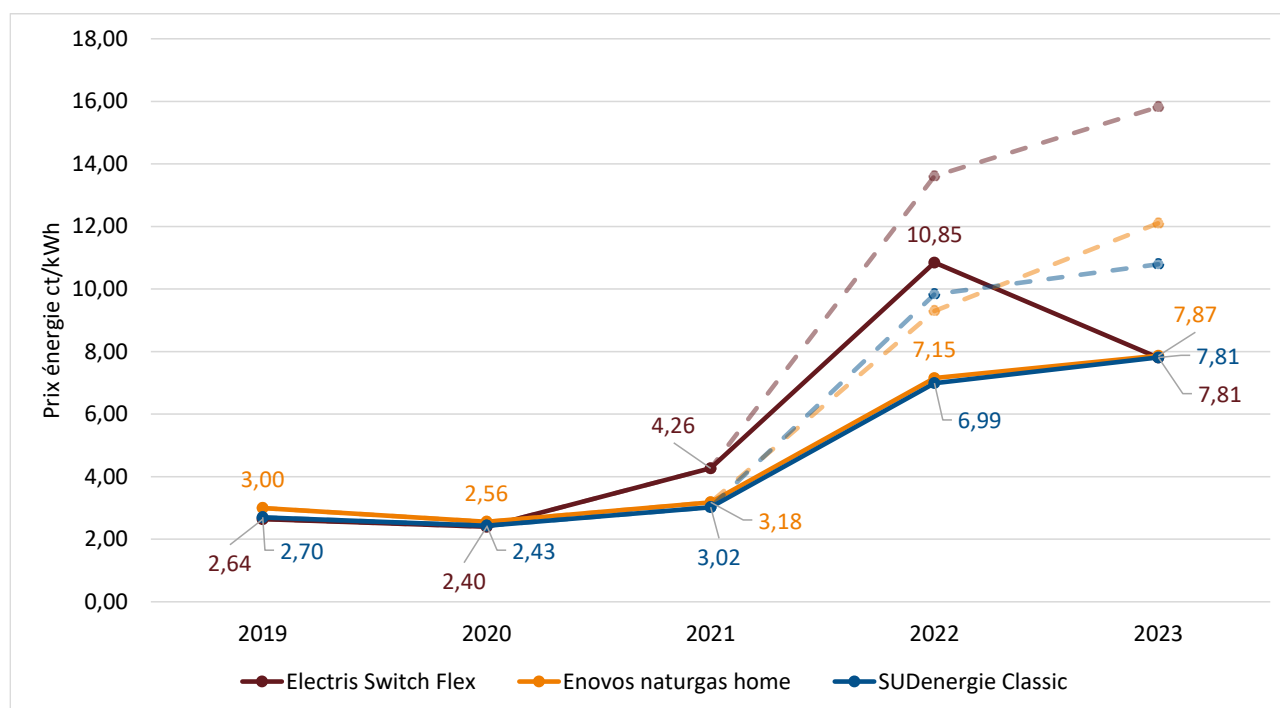
¹⁰⁹ www.calculix.lu

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

garantie de prix en cours sont fournis jusqu'à échéance, mais n'auront vraisemblablement pas d'autre choix que de changer vers des contrats sans garantie de prix quand leur contrat avec garantie de prix sera échu.

En raison des caractéristiques très diverses de ces catégories de produits, des comparaisons sont à prendre avec précaution.

Pour les produits sans garantie de prix les plus répandus de chaque fournisseur¹¹⁰, les prix annuels de l'énergie en 2023 se sont situés à environ 2.250 €. Cette comparaison s'est faite sur base d'une consommation annuelle de 30.000 kWh, répartie sur l'année en fonction d'un profil communément utilisé par un fournisseur pour facturer les ménages¹¹¹. Une telle répartition permet de prendre en considération une consommation plus importante de gaz naturel durant les mois d'hiver, couplée à des prix qui peuvent varier au cours de l'année. La fourchette des prix inclut les frais fixes des fournisseurs, variant entre 6 et 9,20 € par mois, pour une puissance installée de 25 kW. Il est à noter que le prix total de 2.250 € tient compte du plafonnement du prix du gaz naturel à partir d'octobre 2022, tel que stipulé par la loi du 2 décembre 2022¹¹². Sans cette aide étatique les prix annuels se situeraient entre 3.125 € et 4.675 €. Le graphique suivant reprend l'évolution des prix exprimés en cent par kWh de ces produits, avec les lignes en pointillés représentant les prix sans aides.



Graphique 34 : Évolution du prix annuel en ct/kWh de l'énergie du produit sans garantie de prix le plus répandu de chaque fournisseur

L'analyse de l'Institut montre que 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. En même temps, le fournisseur lui-même n'avait plus d'incitation pour offrir un produit au meilleur prix. L'État rembourse la différence entre le prix affiché du produit le plus répandu du fournisseur et le plafond fixé (83,25 ct/m³ ou 7,57 ct/kWh). Afin de

¹¹⁰ Par fournisseur : produit, sans garantie de prix, avec le plus de clients, sans tenir compte des remises optionnelles.

¹¹¹ 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 %

¹¹² 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.

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

s'assurer que les fournisseurs diminuent leurs prix de vente dès que leurs coûts d'approvisionnement le permettent, le cadre légal a habilité l'Institut à demander aux fournisseurs de justifier les conditions pécuniaires pour les fournitures concernées.

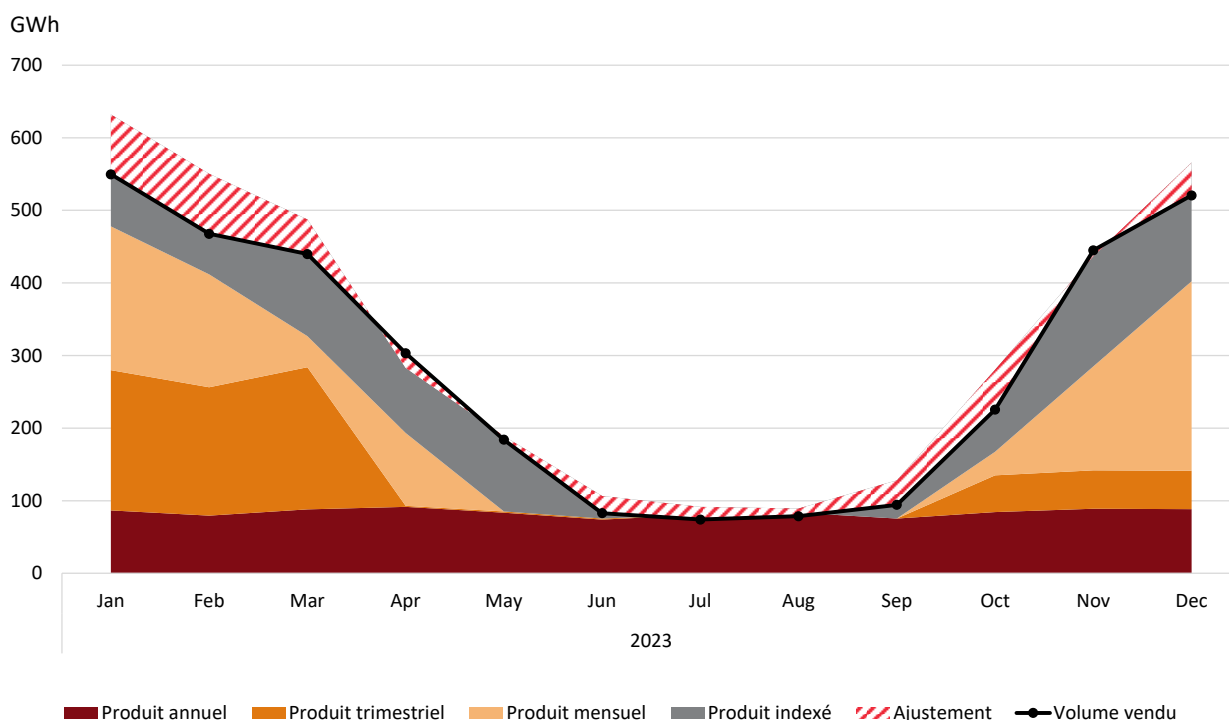
Dans ce contexte, l'Institut a mis en place un suivi qui permet de vérifier que les prix affichés suivent l'évolution des coûts sous-jacents et que les marges brutes n'ont pas augmenté par rapport aux marges brutes constatées avant la mise en place du plafonnement du prix de gaz naturel. Trimestriellement les fournisseurs actifs sur le marché de détail du gaz naturel au Luxembourg soumettent à l'Institut un reporting qui reprend les quantités de gaz naturel achetées sur le marché de gros avec leurs prix respectifs, ainsi que les quantités vendues aux consommateurs avec le chiffre d'affaires y correspondant. Étant donné que les fournisseurs s'approvisionnent en continu et en achetant une multitude de produits très divers, les chiffres fournis en relation avec les achats sur le marché de gros sont regroupés par type de produit et par mois calendaire. En pratique, les fournisseurs achètent en avance les consommations de gaz naturel estimées de leurs clients. Une partie du gaz est achetée 1 ou 2 ans en avance, puis une autre partie via des produits saisonniers ou mensuels durant l'année et enfin encore des quantités qui sont achetées au marché spot.

Le Graphique 35 reprend les quantités de gaz naturel achetées par l'ensemble des fournisseurs pour la consommation des clients disposant d'un compteur à gaz d'un flux horaire maximal inférieur à 65 mètres cubes (catégories 1 et 2) pour l'année 2023. L'effet saisonnier de la consommation du gaz naturel est facilement observable. Les mois creux correspondent aux mois d'été où la consommation du gaz naturel pour les besoins en chauffage n'est pas présente chez les consommateurs visés par le plafonnement du prix.

Les différents types de produit par lesquels les fournisseurs s'approvisionnent pour satisfaire la demande, ont tous des caractéristiques différentes :

- L'ensemble des produits annuels représente une quantité importante de la consommation annuelle et permet de couvrir la charge dite de base. Les achats de ces quantités commencent généralement 2 ans avant la consommation et sont réalisés en continu par une multitude de tranches pour chaque produit.
- Les produits trimestriels sont achetés par tranches aux dates clés à des prix fixes. En raison de leur période de négociation plus courte, leur disponibilité et leur liquidité sur le marché se limitent à environ un an avant la livraison physique.
- Les produits mensuels sont aussi achetés par tranches aux dates clés à des prix fixes. En raison de leur période de négociation plus courte, leur disponibilité et leur liquidité sur le marché se limite à un mois avant la livraison physique.
- Les ajustements permettent d'aligner les achats aux ventes. Au cas où le fournisseur a surestimé la demande lors de sa prévision, il vend des quantités. Dans le cas contraire il en achète. Les ajustements constituent alors la différence entre les quantités achetées et vendues lors du mois concerné.

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



Graphique 35: Structuration de l'achat des volumes vendus aux consommateurs visés par le plafonnement du prix de gaz naturel en 2023 en GWh

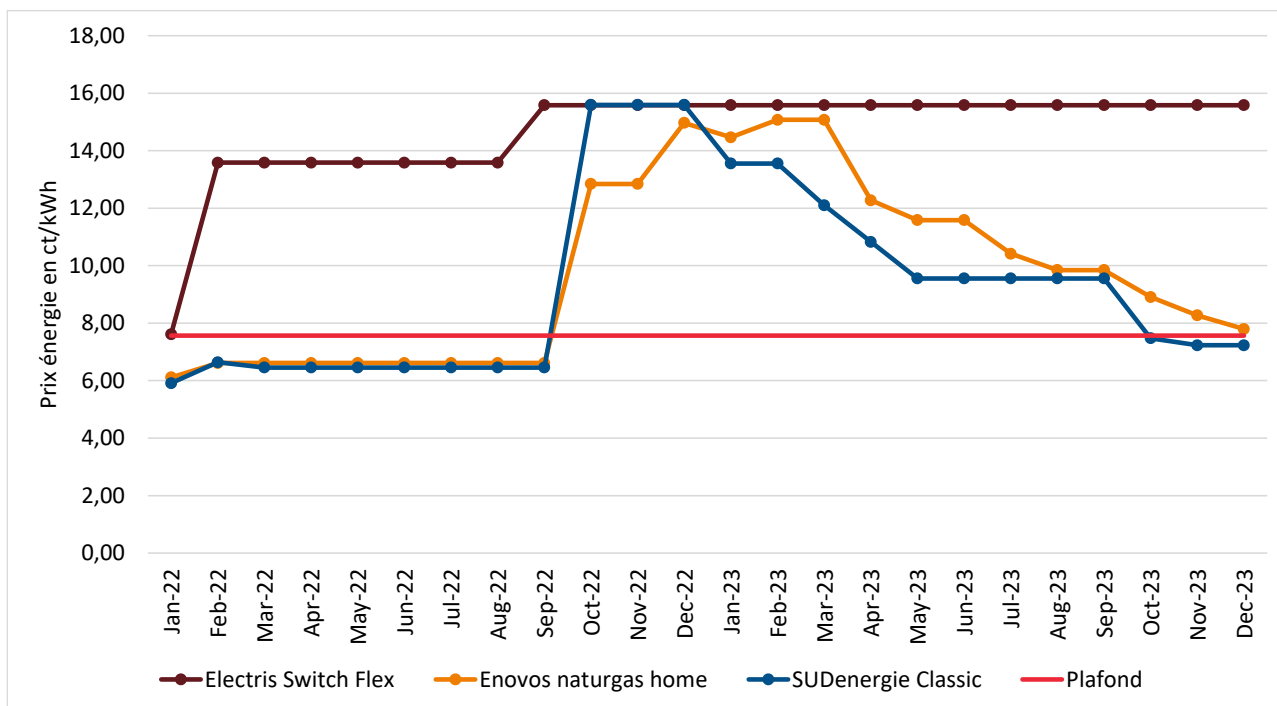
À l'aide des informations sur les prix d'achat pour chaque quantité de gaz, les informations fournies par les fournisseurs permettent de déterminer un coût moyen d'achat pour chaque mois.

Le prix de vente au consommateur dépend donc de la stratégie d'achat du fournisseur, c'est-à-dire des prix pratiqués au moment de l'achat des différents produits de gaz naturel sur le marché de gros. À cela se rajoutent tous les frais opérationnels du fournisseur. Généralement le fournisseur évite d'adapter ses prix de vente chaque mois. En 2023, avec des prix de marché de gros en baisse, les fournisseurs ont suivi la tendance du marché au fur et à mesure que leurs nouveaux achats, à des prix moins élevés, ont contribué à la diminution de leur coût moyen d'achat.

Le Graphique 36 reprend les prix affichés des offres de base¹¹³ de chaque fournisseur.

¹¹³ L'offre de base selon la loi du 2 décembre 2022 correspond à l'offre de fourniture de gaz naturel d'un fournisseur souscrite par le plus grand nombre de ses clients finals disposant d'un compteur à gaz d'un flux horaire maximal inférieur à 65 mètres cubes

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



Graphique 36: Prix affichés par les fournisseurs pour leurs offres de base

L'Institut constate que fin 2023 un premier fournisseur est arrivé à offrir des prix en-dessous du plafond fixé. Un deuxième fournisseur y est parvenu à partir de janvier 2024. Le troisième fournisseur en raison de sa stratégie d'achat, de couvrir ses risques en achetant une grande partie des quantités requises sur les marchés à long et moyen terme, n'a pas réussi à baisser ses prix de vente.

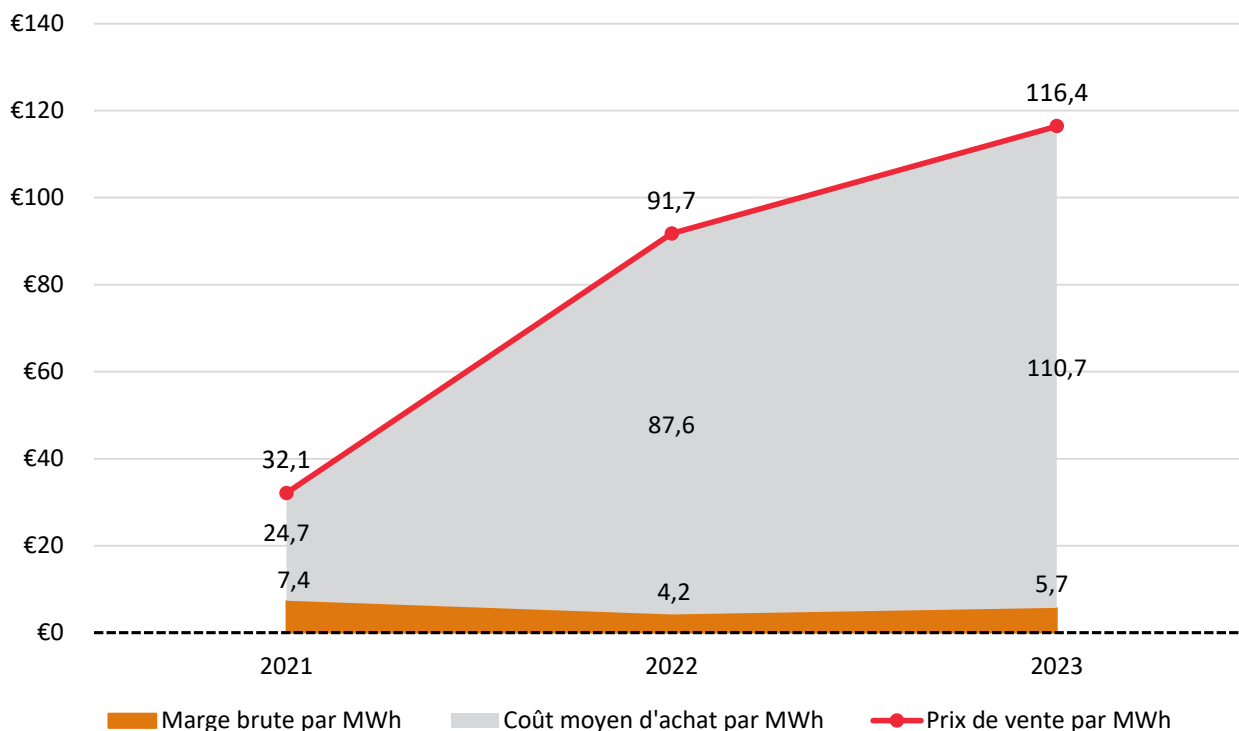
De façon générale, une période prolongée de prix élevés oblige le fournisseur à un moment donné à répercuter les prix plus élevés au client final. Néanmoins une stratégie d'achat prudente peut permettre au fournisseur d'éviter des pics de prix sur le marché de gros et donc de lisser aussi l'évolution du prix pour ses clients. L'Institut constate que les prix de la fourniture sont restés nettement en-dessous des pics observés sur les marchés de gaz naturel à court terme durant une grande partie de la période de crise énergétique. En effet, l'achat d'une partie significative des quantités consommées durant la crise était fait avant l'augmentation des prix du marché de gros. Néanmoins les fournisseurs ont à un moment donné dû répercuter leurs prix d'achat élevés aux consommateurs. Par coïncidence cette augmentation arrive à un moment où les prix de marché de gros ont commencé à baisser. La stratégie d'achat des fournisseurs qui a permis d'éviter les pics du marché à court terme, ne permet en revanche pas non plus de suivre rapidement les diminutions de prix sur les marchés de gros. Les baisses constatées sur les marchés vont se répercuter sur les prix de vente au fur et à mesure que le coût moyen d'achat continue à diminuer.

En associant des coûts moyens d'achat et le chiffre d'affaires des ventes, l'Institut arrive à déterminer une marge brute pour l'ensemble de la fourniture destinée aux consommateurs visés par le plafonnement du prix. En raison des achats et des ventes faites durant le mois même de la consommation, une analyse mois par mois de la marge brute montre des fluctuations considérables et difficiles à interpréter. Pour cette raison, l'Institut a procédé à l'évaluation de la situation sur base annuelle. Le Graphique 37 et le Graphique 38 affichent les résultats de ces analyses.

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



Graphique 37: Marge brute de l'ensemble des fournisseurs pour les ventes visées par le plafonnement du prix



Graphique 38: Évolution de la marge brute en €/MWh

En conclusion de ces analyses l'Institut n'a pas identifié un non-respect des obligations de transparence et de bonne foi telles que stipulées dans la 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. Ces dispositions obligent le fournisseur à s'approvisionner, nonobstant la contribution financière de l'État prévue par la présente loi, au meilleur tarif et à garantir une offre de base à des prix du marché.

Les marges brutes recalculées (Graphique 38) restent constantes pendant l'ensemble des périodes analysées et ne montrent pas d'augmentations significatives durant la période de crise énergétique.

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

3.2.2 MARCHÉ DE GROS

Depuis le 1^{er} octobre 2015, avec 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 2023, les prix du gaz sur les marchés de gros a connu une légère diminution par rapport à 2022, principalement du fait de la poursuite de la guerre en Ukraine et des risques de sécurité d'approvisionnement pour le reste de l'Europe y relatifs.

3.2.2.1 PRIX DE GROS

Pour le prix de référence de gros, à savoir le coût d'approvisionnement moyen, le lecteur est invité à revoir la section précédente, en particulier le Graphique 38.

Sur les marchés de gros, les fournisseurs ont choisi en 2023 les modes d'approvisionnement comme indiqués dans le Tableau 23 :

	MOYENNE 2021	MOYENNE 2022	MOYENNE 2023
Marchés organisés « SPOT » (intraday, day-ahead, two-days-ahead or week-end contracts)	19 %	9 %	18 %
Marchés organisés « à terme » (monthly, quarterly, yearly, other long-term standardised contracts)	10 %	61 %	53 %
Autres contrats bilatéraux d'une durée ≤ à 2 ans (p.ex. OTC)	1 %	14 %	14 %
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	70 %	15 %	15 %
Autres (p.ex. injecteurs nationaux)	0 %	0 %	0 %

Tableau 23 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel

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 2023, cinq fournisseurs de gaz naturel étaient actifs sur le marché luxembourgeois, y inclus les fournisseurs qui font entrer du gaz à partir de l'Allemagne pour l'utiliser à d'autres endroits de la zone BeLux sans avoir d'activités sur le marché de détail luxembourgeois. 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

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

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

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 publié¹¹⁴ son rapport le plus récent en juillet 2024.

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 envers ce règlement :

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

Le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions a entamé les démarches pour mettre à jour le plan d'action préventif¹¹⁵ et le plan d'urgence¹¹⁶ 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

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 biométhanisation 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.

¹¹⁴ <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/20240731-versorgungssicherheitsbericht-gas-2024.pdf>

¹¹⁵ <https://mea.gouvernement.lu/dam-assets/energie/gaz/gaz-plan-d-action-preventif-gaz-naturel-version-2023.pdf>

¹¹⁶ <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/gaz-plan-d-urgence-gaz-naturel-version-202210.pdf>

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

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. Le rapport du ministère mentionne que la consommation de gaz a fortement diminué au Luxembourg en 2023, de 22 % par rapport aux 5 années précédentes, en conséquence de la crise faisant suite à la guerre en Ukraine déclenchée en 2022.

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

Depuis le 1^{er} octobre 2015, les mesures prises dans le cadre du projet BeLux garantissent des flux de 180.000 m³/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.

Dans la mesure où la diminution de la consommation de gaz va continuer 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

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'événements exceptionnels annoncés ou prévisibles.

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'urgences et de sauvegarde.

Le plan de délestage des réseaux de gaz du Luxembourg¹¹⁷ est établi de manière concertée entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, l'Institut et le ministère ayant l'Énergie dans ses attributions conformément à la Loi Gaz. Le délestage est une démarche organisée de réduction sensible temporaire de la consommation d'énergie, qui peut être engagée par les gestionnaires de réseau de transport ou de distribution afin de 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 de personnes. Il constitue un outil utilisable en ultime recours pour les gestionnaires de réseaux d'énergie du Grand-Duché de Luxembourg, leurs permettant de prévenir la survenance de grands incidents et pour limiter leurs conséquences lorsque ces derniers se produisent.

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.

Dans le 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, le législateur a introduit, dans la Loi Gaz telle que modifiée le 9 juin 2023, l'obligation pour les fournisseurs actifs au Luxembourg de conclure des arrangements prévoyant au 1^{er} 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. Ces obligations ont été remplies par les fournisseurs pour l'année 2023¹¹⁸.

¹¹⁷ <http://www.creos-net.lu/entreprises/gaz-naturel/professionnels-dso/plan-de-delestage.html>.

¹¹⁸ Bericht über die Versorgungssicherheit im Gasbereich in Luxemburg

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

3.3.5 CYBERSÉCURITÉ

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

3.4 OBSERVATION DU CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE

3.4.1 MESURES AU NIVEAU NATIONAL

3.4.1.1 MESURES POUR FAIRE FACE AUX PRIX DE GAZ ÉLEVÉS

Par la loi du 21 juillet 2023 portant prolongation de certaines contributions étatiques visant à limiter la hausse des prix de l'énergie, les mesures destinées à limiter l'augmentation des prix de gaz naturel ainsi que la prise en charge par l'État luxembourgeois des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel ont été prolongées jusqu'au 31 décembre 2024. Cette loi élargit également le champ d'application des bénéficiaires éligibles à ces mesures aux clients finals disposant d'un compteur d'un flux horaire maximal égal ou supérieur à 65 mètres cubes, tels que les grands immeubles résidentiels, à condition qu'au moins 60 % des unités privatives occupées de l'immeuble soient utilisées à des fins d'habitation.

Il en est de même pour le prix de la molécule de gaz naturel qui est resté plafonné à 83,25 ct€/m³ pour ces mêmes catégories de consommateurs. En 2023, les prix offerts aux consommateurs des catégories 1 et 2 ont profité du plafonnement mis en place. Un seul fournisseur est parvenu à offrir des prix en-dessous du plafond durant les derniers mois de 2023.

3.4.1.2 AUTRES MODIFICATIONS DU CADRE NATIONAL

En l'absence d'installations de stockage souterrain de gaz naturel au Luxembourg, la loi du 9 juin 2023 prévoit une obligation pour les fournisseurs de gaz naturel de conclure des accords qui prévoient l'utilisation, au plus tard le 1^{er} novembre de chaque année, de volumes de gaz naturel stockés correspondant à au moins 15 % de leur fourniture annuelle moyenne de gaz naturel des cinq années précédentes à leurs clients finals au Luxembourg. Cette modification législative met en œuvre une disposition 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.

3.4.1.3 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE GAZ NATUREL

Fin 2023, l'Institut a approuvé les propositions de tarifs d'utilisation du réseau des gestionnaires de réseaux de gaz naturel pour l'année 2024. De façon générale, les tarifs d'utilisation réseau augmentent en raison d'une augmentation des coûts d'un côté et d'une diminution des consommations de gaz naturel de l'autre.

3.4.1.4 LE MÉCANISME DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Pour ce qui concerne le mécanisme d'obligations en matière d'efficacité énergétique, est renvoyé aux développements de la section 2.5.1.3 ci-avant, alors que ce mécanisme concerne tant le marché de l'électricité que le marché du gaz naturel.

3.4.2 MESURES AU NIVEAU EUROPÉEN

En date du 8 décembre 2023, le Parlement européen et le Conseil sont parvenus à un accord concernant la proposition sur le Paquet sur l'hydrogène et le marché du gaz décarboné, qui a été présenté par la Commission européenne en décembre 2021. Ce Paquet comporte une directive et un règlement visant notamment à accroître l'approvisionnement en hydrogène renouvelable dans le cadre d'un système énergétique diversifié et décarboné indépendant des importations d'énergie russe. La décarbonisation du secteur du gaz et la création d'un marché de l'hydrogène sont des mesures essentielles pour atteindre la neutralité climatique dans l'Union européenne d'ici à 2050 et réduire les émissions d'au moins 55 % d'ici à 2030.

Afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement à la fin de l'hiver 2023-2024, les mesures de réduction de la demande de gaz dans l'Union européenne ont été prolongées pour une période de 12 mois jusqu'au 31 mars 2024 par le règlement (UE) 2023/706 du Conseil du 30 mars 2023 modifiant le règlement (UE) 2022/1369 du Conseil du 5 août 2022 relatif à des mesures coordonnées de réduction de la demande de gaz.

En date du 21 décembre 2023, le Conseil de l'UE a décidé de prolonger la période d'application de certaines autres mesures d'urgence qui ont été adoptées pour une période limitée en 2022 pour faire face aux graves difficultés et risques persistants pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz de l'Union européenne provoqués par l'invasion de l'Ukraine par la Russie en février 2022. En particulier,

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

le Conseil a adopté le règlement (UE) 2023/2919 pour prolonger jusqu'au 31 décembre 2024 la période d'application du règlement (UE) 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022 renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontières de gaz. En outre, le Conseil a adopté le règlement (UE) 2023/2920 pour prolonger jusqu'au 31 janvier 2025 la période d'application du règlement (UE) 2022/2578 du Conseil du 22 décembre 2022 établissant un mécanisme de correction du marché afin de protéger les citoyens de l'Union et l'économie contre des prix excessivement élevés.

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).

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

4 PROTECTION ET AUTONOMISATION DES CONSOMMATEURS

Les directives du Paquet énergie propre pour tous les européens¹¹⁹ 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 2019/44/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 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; 2° la loi modifiée du 1^{er} 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 2019/44/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.

4.2.1 NOUVEAUX RACCORDEMENTS

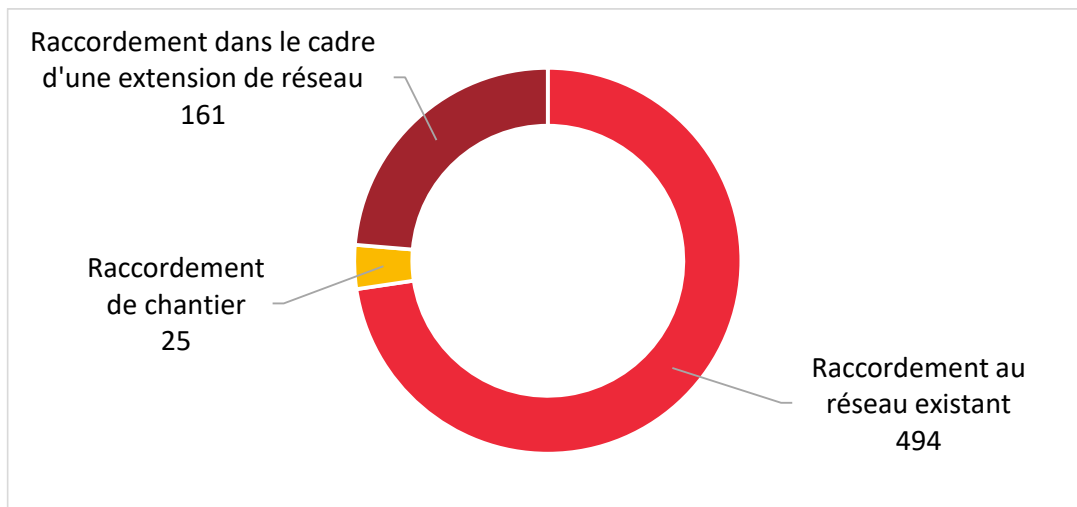
En ce qui concerne le traitement des demandes de raccordement dans le secteur électricité, l'Institut constate qu'avec une diminution de 2 % du nombre total de ces demandes, le pourcentage de demandes de raccordement n'ayant pas été satisfaites dans les délais prescrits a diminué de moitié en 2023. Pour 25 des 2.294 demandes (1,1 %), le traitement initial du dossier n'a pas été effectué dans les 10 jours ouvrables (contre 2,4 % d'un total de 2.349 demandes en 2022), alors que 0,6 % des raccordements en

¹¹⁹ Pour plus de détails, consulter « Paquet énergie propre pour tous les européens » sous « Législation européenne » sur le site de l'Institut : <https://web.ilr.lu/FR/Professionnels/Electricite/Commun/Legislation>.

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

basse tension n'ont pas été finalisés endéans les 30 jours (contre 1,4 % en 2022). Bien que ces taux restent très bas, l'Institut va continuer à observer la situation afin de s'assurer que les clients au Luxembourg profitent d'une qualité de service optimale.

Dans le secteur du gaz naturel, les GRDs gaz ont mis en service un total de 680 nouveaux raccordements en 2023. Ils indiquent ne pas avoir dépassé le délai maximal des 30 jours pour le traitement d'une demande de raccordement en 2023. Les types de raccordements de gaz naturel effectués sont repris dans le Graphique 39 ci-dessous.

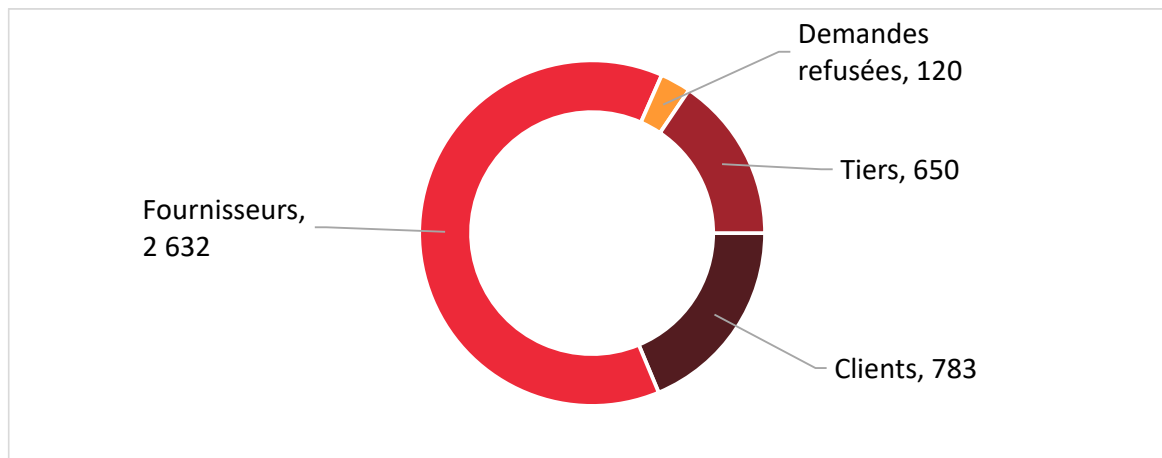


Graphique 39 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2023 par type de raccordement

4.2.2 DEMANDES DE DONNÉES DE CONSOMMATION

En 2023, un total de 4.185 demandes de données de consommation dans le secteur électricité a été adressé aux GRDs, ce qui signifie une diminution d'un quart du nombre de demandes par rapport à 2022 (5.625). 120 demandes ont été refusées.

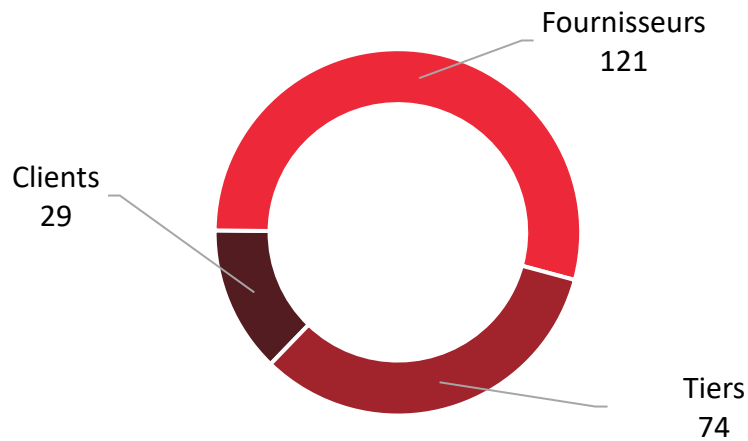
Comme le montre le Graphique 40, la majorité de ces demandes (63 %) proviennent de fournisseurs alors que 19 % émanent directement de clients et 16 % de tiers, par exemple des conseillers en énergie.



Graphique 40 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur

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

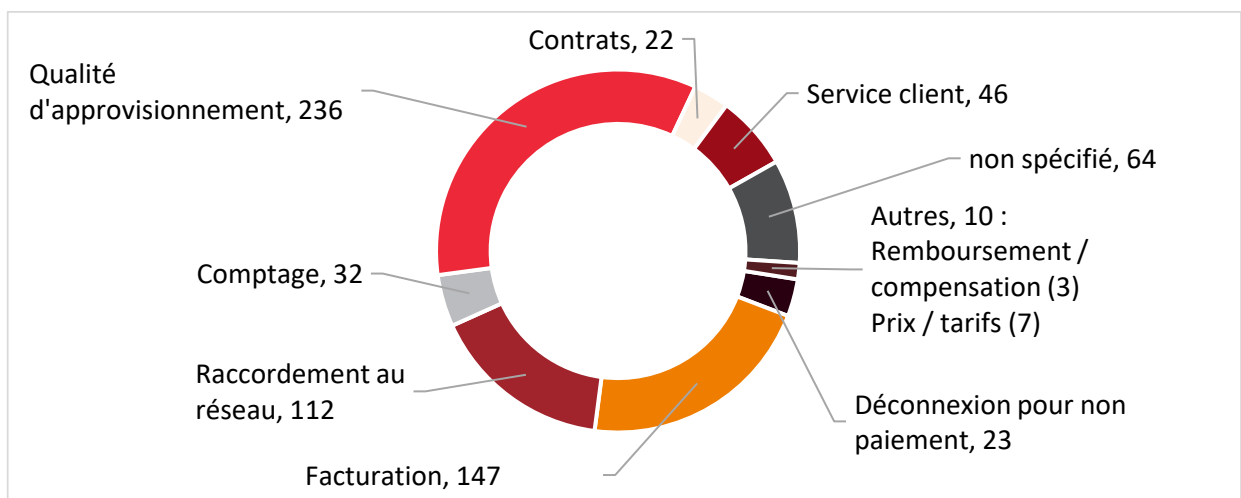
Les GRDs gaz ont reçu 211 demandes de données de consommation en 2023. Le Graphique 41 renseigne la répartition des catégories de demandeurs.



Graphique 41 : Nombre de demandes de données de consommation de gaz naturel en 2023 par type de demandeur

4.2.3 RÉCLAMATIONS

Les GRDs du secteur électrique indiquent avoir reçu 692 réclamations au cours de l'année 2023. Comme illustré dans le Graphique 42 ci-dessous, ces réclamations concernent divers sujets. L'Institut constate que 45 % 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 de la part des GRDs.



Graphique 42 : Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause

Les GRDs gaz indiquent avoir reçu 7 réclamations en 2023. Quatre n'ont pas été traitées endéans les 5 jours ouvrables, 2 demandes concernaient le raccordement au réseau, 2 le comptage, 3 les facteurs et les prix et 1 demande concernait la qualité

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

d'approvisionnement. Néanmoins 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)¹²⁰. 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 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 2023, l'Institut a appliqué la procédure de médiation dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel¹²¹ en conformité avec les dispositions de la loi en matière de règlement extrajudiciaire des litiges de consommation entrées en vigueur en 2016¹²². 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 par le fournisseur ou gestionnaire de réseau incombe 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 électronique¹²³.

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 Européenne¹²⁴. La directive électricité 2019/944 réitère dans son Article 26 du Chapitre III le droit des consommateurs à un règlement extrajudiciaire des litiges.

En 2023, l'Institut a traité 15 demandes de médiation concernant l'électricité 11 demandes concernant le gaz naturel et 1 demande concernant tant l'électricité que le gaz naturel.

Les problèmes principaux en matière d'électricité portaient sur une confusion de compteurs entre voisins dans des résidences, ou encore sur des décomptes annuels ou finaux erronés et ayant fait l'objet d'un redressement financier important.

En matière de gaz naturel, les demandeurs de médiation se plaignaient le plus souvent de problèmes de facturation, tels qu'une facturation basée uniquement sur des estimations ou bien des acomptes basés sur une consommation temporairement trop élevée.

De ces 27 dossiers de médiation, 11 % ont abouti à un accord, 18 % ont échoué et 4 % ont été retirés. Dans 67 % des cas, le *défendeur de la médiation* a refusé de participer à la procédure de médiation ouverte par le *demandeur de la médiation*, en proposant toutefois pour presque la moitié de ces dossiers une solution. 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).

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

¹²⁰ Article 6 de la Loi Électricité, respectivement l'article 10 de la Loi Gaz naturel.

¹²¹ 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.

¹²² 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.

¹²³ Site Internet dédié au [Service Médiation](https://www.mediation.ilr.lu) de l'Institut [mediation.ilr.lu](https://www.mediation.ilr.lu). Contact : mediation@ilr.lu

¹²⁴ Liste des Organismes de règlement des litiges sur le [site Internet de la Commission européenne pour les Consommateurs](https://www.mediation.ilr.lu).

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

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 loi¹²⁵. Le recours à l'Institut est ainsi limité aux réclamations ayant trait à l'application :

- 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.

Aucune réclamation au sens de l'article 63 de la loi Électricité, respectivement de l'article 59 de la loi Gaz, n'a été introduite au cours de l'année 2023.

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 2023.

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'Institut¹²⁶.

Au cours de l'année 2023 l'Institut a publié 4 communiqués de presse dans le secteur de l'énergie et organisé 7 consultations publiques, respectivement 5 pour le marché de l'électricité et 2 pour le marché du gaz naturel.

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'intérêt¹²⁷.

4.4.1 GUICHET UNIQUE DE L'ÉNERGIE

L'Institut, en sa qualité de guichet unique¹²⁸, a mis à disposition des consommateurs de l'énergie le portail www.STROUMaGAS.lu, lequel a fait peau neuve au cours de l'année 2022 et est devenu <https://myilr.lu/mes-questions/energie/>. Ce portail, géré par

¹²⁵ Article 63 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; article 59 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel.

¹²⁶ Sources : (i) Communiqués de presse : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) consultations publiques : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

¹²⁷ Pour s'inscrire à la Newsletter de l'ILR il suffit de remplir le [formulaire d'inscription en ligne](#).

¹²⁸ Article 54(9) de la Loi Électricité, respectivement l'article 12(8) de la Loi Gaz naturel.

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

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 par le biais des fiches d'information disponibles sur le site de l'Institut¹²⁹. Ces fiches renseignent 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'Institut¹³⁰. 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 l'Institut par courriel à l'adresse stromagas@ilr.lu ou par téléphone au numéro +352 28 228 888 pour obtenir plus d'informations sur le fonctionnement du marché de l'énergie au Luxembourg. Au cours de l'année 2023, le Service Énergie de l'Institut a enregistré 146 demandes d'information de la part du grand public (clients résidentiels et non résidentiels, presse, autres autorités et instituts de recherche) parvenues par voie électronique¹³¹. Le Service Énergie est également joignable par téléphone via la Hotline Énergie¹³². 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 ».

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 ». Fin 2022, Calculix a été audité par rapport aux critères d'accessibilité ; tous les points soulevés ont été traités et résolus début 2023.

Le comparateur de prix est amélioré constamment et suit les évolutions sur les marchés de l'électricité et de gaz naturel. En 2023, un module a été rajouté pour intégrer à un produit de consommation une offre de reprise de l'électricité excédentaire injectée dans le réseau par un autoconsommateur.

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

¹²⁹ Menu Particuliers/ Informations utiles : <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Informations-utiles> et <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Gaz-naturel/Informations-utiles>

¹³⁰ Informations pratiques sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

¹³¹ Via le formulaire en ligne pour contacter l'Institut, ou via l'adresse électronique du Service Énergie : energie@ilr.lu ou via l'adresse stromagas@ilr.lu.

¹³² Le numéro de la Hotline Énergie est le suivant : (+352) 28 228 888, disponible sur le site www.calculix.lu.

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

horaires pratiqués sur les marchés de gros les avait empêchés dans 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 en 2024 permettent donc de combiner les aspects écologiques et économiques.

Pour améliorer la sécurité d'approvisionnement et pour faire baisser la facture finale, il serait également utile que les consommateurs résidentiels et les petits consommateurs professionnels puissent participer au maintien de l'équilibre offre-demande en souscrivant à des offres qui permettent d'exploiter la flexibilité de la demande. Les contrats incorporant des signaux tarifaires de flexibilité, qui font toujours défaut sur le marché luxembourgeois, permettraient donc de répondre aux besoins du système électrique. Les produits basés sur la flexibilité, incitent financièrement les consommateurs à déplacer leur consommation au cours de la journée des heures de pointe vers d'autres créneaux horaires.

Alors qu'une réduction de la consommation est favorable tant d'un point de vue économique que d'un point de vue environnemental, consommer au bon moment peut également être bénéfique. D'une part, des investissements dans les réseaux peuvent être évités si les pics de consommation peuvent être décalés vers des moments (périodes) où les réseaux sont peu utilisés et optimiser ainsi l'utilisation des réseaux de distribution. D'autre part, on peut favoriser les énergies renouvelables en consommant lorsque la disponibilité de ces énergies est abondante et donc le prix du marché de gros est bas.

Or, en 2023 les offres de fourniture d'électricité sur le marché, avec un prix uniforme indépendant du moment de la consommation, n'incitent pas le consommateur à changer ses habitudes de consommation. L'institut appelle les fournisseurs à proposer aux consommateurs des contrats incorporant des signaux tarifaires de flexibilité.

Dans le cadre de la Directive (UE) 2018/2001 du Parlement Européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, les États membres de l'Union européenne se sont vu offrir un nouvel instrument qui pourrait changer la manière dont beaucoup de personnes produisent et surtout consomment de l'électricité sur le long terme : désormais, 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. Pour que cela fonctionne, des règles claires sont nécessaires pour savoir comment et entre qui l'électricité peut être partagée, comment sa distribution est calculée au sein d'un groupe de partage et quelles sont les obligations et les droits des consommateurs, des exploitants des centrales de production, des gestionnaires des réseaux et des fournisseurs d'électricité.

Plus d'information sur l'autoconsommation et le partage sont disponibles au Chapitre 2.2.2.3 du présent rapport et sur le site Internet de l'Institut¹³³ respectivement sur le site Internet dédié à ce sujet www.weshareenergy.lu.

4.6 RECOMMANDATIONS SUR LES PRIX DE FOURNITURE

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.¹³⁴ ou encore la manière selon laquelle les prix sont sensés 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

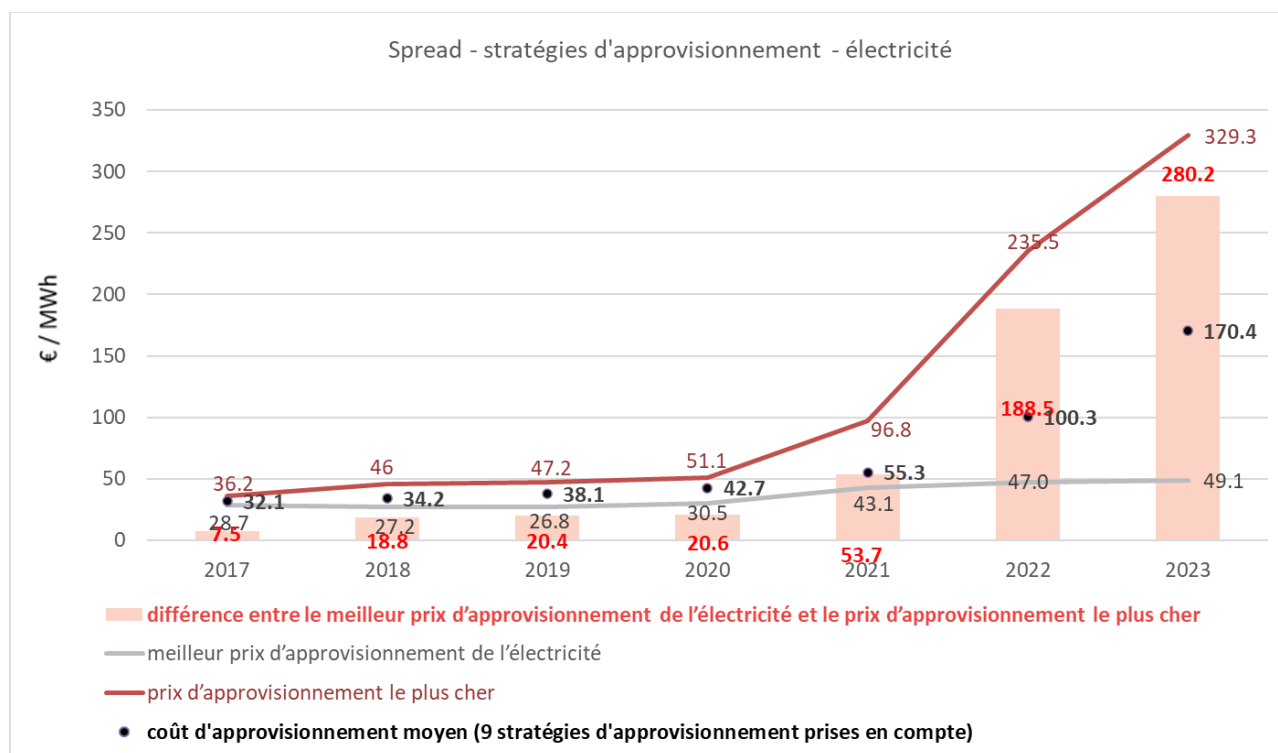
¹³³ <https://web.ilr.lu/FR/Particuliers/Electricite/Informations-utiles/Energie-renouvelable/Contrats/Pages/default.aspx>

¹³⁴ Ces informations sont disponibles sur calculix.lu ainsi qu'expliquées par de vidéos publiées sur [YouTube](https://www.youtube.com) par l'Institut.

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

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.

L'analyse sur l'évolution du coût d'approvisionnement moyen, menée par l'Institut, se base sur neuf stratégies possibles d'approvisionnement que les fournisseurs pourraient employer lors de l'achat d'électricité sur les marchés de gros. Or, l'Institut ne dispose pas d'informations (commerciallement sensibles) sur la stratégie d'approvisionnement exacte utilisée pour chaque produit commercialisé aux clients résidentiels et aux clients professionnels. D'après les données recensées par l'Institut auprès des fournisseurs, parmi les sources d'approvisionnement du volume d'énergie électrique fourni à des clients finals en 2023, 24 % du volume fourni venait des marchés spot. À noter que la moyenne annuelle du prix de marché spot (ligne jaune dans le Graphique 22, SM day-ahead) a diminué entre 2022 (235,5€/MWh) et 2023 (95,2€/MWh) de -60 %, ainsi 24 % des fournitures à des clients finals en 2023 provenaient de contrats d'achat d'électricité dont le prix a diminué de -60 % en moyenne en 2023. L'année 2023 a marqué les différences les plus importantes dans la période d'observation 2017-2023 entre le meilleur prix d'approvisionnement de l'électricité et du gaz naturel et le prix d'approvisionnement le plus cher. Ainsi le bon choix d'approvisionnement sur les marchés de gros peut engendrer des économies d'argent non négligeables pour les fournisseurs, économies qui, à leur tour, peuvent bénéficier aux consommateurs.



Graphique 43 : Différence entre le meilleur prix d'approvisionnement de gros de l'électricité et le prix d'approvisionnement de gros le plus cher

Dans le contexte de la hausse des prix de marché de gros en 2023, Graphique 43 montre que la stratégie d'approvisionnement la plus chère sur les marchés de gros de l'électricité est passée de 235,5 €/MWh en 2022 à 329,3 €/MWh en 2023, alors que la meilleure stratégie aboutit à un prix d'approvisionnement qui a augmenté de 47,9 €/MWh en 2022 à 49,1 €/MWh en 2023 pour l'électricité. Le « spread » des stratégies d'approvisionnement, c.-à-d. la différence entre la meilleure stratégie et la moins bonne parmi notre sélection, a augmenté de 188,5 €/MWh en 2022 à 280,2 €/MWh en 2023 pour l'électricité et montre que les différences d'achat entre stratégies d'approvisionnement sont devenues très importantes. Le spread donne une indication sur le niveau de remise maximale que le client obtient sur la composante « Energie et Fourniture » en souscrivant à un produit dont la formule de

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

prix se base sur la stratégie avec le meilleur prix d'approvisionnement. La stratégie d'achat détermine largement le prix de vente qu'un fournisseur peut offrir. Cependant chaque stratégie d'approvisionnement présente son propre risque. Acheter beaucoup à l'avance peut être avantageux en période de prix croissants, mais pénalisant dans le cas contraire. Un acheteur prudent a donc tout intérêt à différencier son approvisionnement en décalant ses achats dans le temps.

Des augmentations de prix au détail auraient été pratiquées au cours de l'année 2023 en l'absence des aides étatiques, voir Graphique 21 pour l'électricité et Graphique 34 pour le gaz naturel. Grâce au maintien des aides étatiques, le consommateur final reste protégé par les hausses de prix au cours de l'année 2024. L'Institut rappelle que le comparateur de prix d'électricité et de gaz naturel (Calculix) permet de prendre connaissance des prix actuellement pratiqués et de faire le bon choix de produit et de fournisseur. Les produits de fourniture d'électricité actuellement sur le marché, avec un prix uniforme indépendant du moment de la consommation, n'incitent pas le consommateur à changer ses habitudes de consommation. L'Institut avait dans les éditions précédentes de ce rapport appelé les fournisseurs à proposer aux consommateurs des contrats à tarification dynamique, c'est-à-dire des contrats se basant sur des prix qui varient régulièrement en fonction des prix du marché de gros, en application de l'article 11 de la directive électricité 2019/944 du 5 juin 2019 qui instaure l'obligation pour les fournisseurs de plus de 200.000 clients finals de commercialiser une offre à tarification dynamique. Cet article a entretemps été transposé le 9 juin 2023 par l'article 47(5) de la Loi Électricité : « Les fournisseurs qui ont plus de 15.000 clients finals offrent aux clients finals équipés d'un compteur intelligent la possibilité de conclure un contrat d'électricité à tarification dynamique et informent les clients finals des opportunités, des coûts et des risques liés à un tel contrat. »¹³⁵ À noter que les prix sur le marché de gros sont généralement faibles pendant les heures à forte production électrique provenant de sources d'énergies renouvelable. Les contrats à tarification dynamique, qui font toujours défaut sur le marché luxembourgeois, permettraient donc de combiner les aspects écologiques et économiques.

Les consommateurs résidentiels et les petits consommateurs professionnels sont de plus en plus appelés à participer à la transition énergétique et au maintien de l'équilibre offre-demande, notamment à travers la production, l'autoconsommation et le partage d'électricité ou encore en souscrivant à des offres qui permettent d'exploiter la flexibilité de la demande. Les contrats incorporant des signaux tarifaires de flexibilité, qui font actuellement défaut sur le marché luxembourgeois, permettraient donc de répondre aux besoins du système électrique. Les produits basés sur la flexibilité incitent financièrement les consommateurs à déplacer leur consommation au cours de la journée des heures de pointe vers d'autres créneaux horaires.

Les consommateurs sont invités à s'informer, notamment par le biais des fiches pratiques d'information de l'Institut¹³⁶ qui renseignent sur les acteurs du marché 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, ainsi que sur 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 Internet de l'Institut¹³⁷, les « Informations utiles » sont disponibles sur le site du guichet unique de l'énergie <https://myilr.lu/mes-questions/energie/> et sur les sites des fournisseurs.

4.7 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 2018/1999¹³⁸ 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)¹³⁹.

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 énergétique¹⁴⁰.

¹³⁵ Texte coordonné inofficiel établi par le Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire : [Loi électricité](#)

¹³⁶ Fiches pratiques : [électricité](#) et [gaz naturel](#)

¹³⁷ Informations aux consommateurs sur le site de l'Institut : (i) Glossaire : [électricité](#) et [gaz naturel](#) ; (ii) Aide-mémoire : [électricité](#) et [gaz naturel](#).

¹³⁸ 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.

¹³⁹ Les mesures pour lutter contre la précarité énergétique sont définies à la section 2.4.4. du [PNEC](#).

¹⁴⁰ Fonds national de solidarité : <https://www.fns.lu/>

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

4.8 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 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.

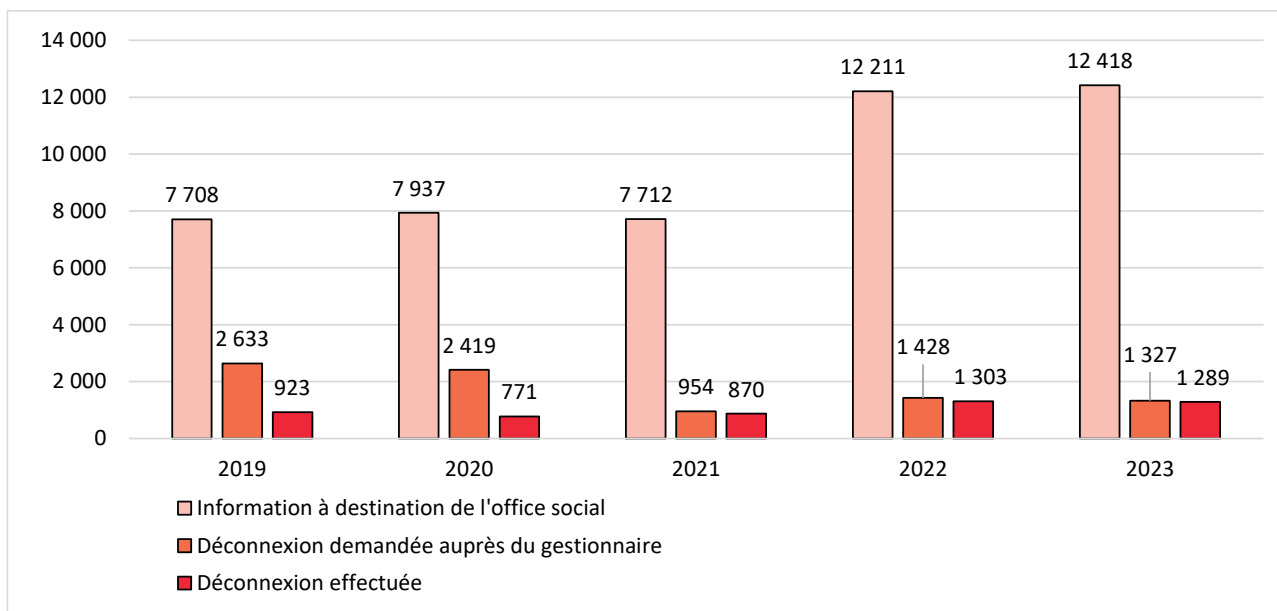
Une procédure similaire existe dans le secteur du gaz naturel, même s'il n'existe pas de service universel sur ce marché. La seule différence avec le secteur électricité est que le client doit être informé par écrit lors du deuxième rappel de la possibilité de déconnexion « dans un délai de trente jours » 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 »¹⁴¹.

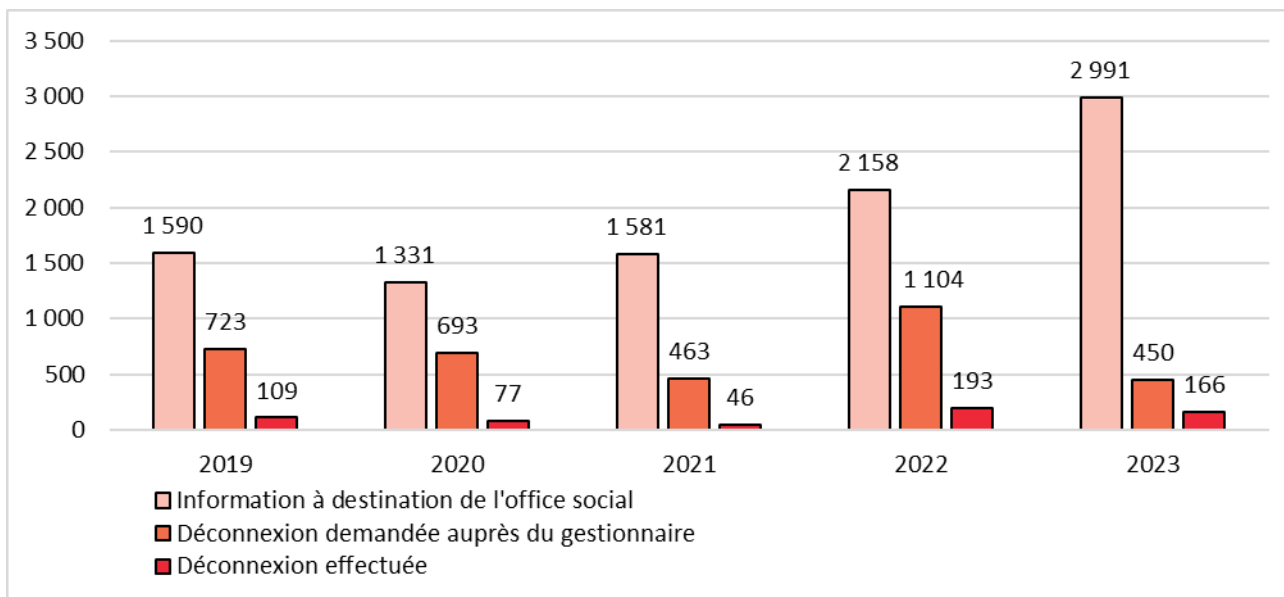
Le rôle de l'Institut dans cette procédure est notamment de surveiller le respect des procédures de rappel et de déconnexion par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau. Une harmonisation des procédures de traitement des clients en défaillance de paiement fait défaut, à la fois au niveau des fournisseurs et au niveau des offices sociaux. Le Graphique 44 et le Graphique 45 renseignent sur le nombre des procédures de déconnexion ouvertes, ainsi que sur les déconnexions effectuées entre 2019 et 2023 auprès des clients résidentiels. Dans le secteur électricité, les GRDs indiquent avoir effectué toutes les déconnexions et reconnexions dans les délais légaux.

¹⁴¹ Loi modifiée du 18 décembre 2009 organisant l'aide sociale.

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



Graphique 44 : Procédures de déconnexion - secteur électricité - données fournisseurs



Graphique 45 : Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel - données fournisseurs

Dans le secteur de l'électricité, on constate entre 2022 et 2023 une légère diminution des procédures de déconnexions entamées (c'est-à-dire du nombre de déconnexions demandées auprès des gestionnaires de réseaux de distribution par les fournisseurs, colonne rouge dans les graphiques Graphique 44 et Graphique 45) et du nombre de déconnexions effectivement exécutées (colonne rouge dans les graphiques). Le nombre des dossiers envoyés par les fournisseurs aux offices sociaux a augmenté de +2 % entre 2022 et 2023.

Dans le secteur du gaz naturel, on constate une forte augmentation des dossiers envoyés à l'office social (+39 %) et une diminution des déconnexions exécutées (-14 % en 2023 par rapport à 2022).

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

Une augmentation du nombre de dossiers envoyés à l'office social peut s'expliquer par une vérification par l'Institut au cours de l'année 2023 sur les envois de dossiers de déconnexion effectués par les fournisseurs aux offices sociaux à la suite de cas de médiation parvenus au Service Médiation de l'Institut en relation avec le bon fonctionnement de la procédure de déconnexion.

4.9 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 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 suivant : <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 ;
- 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 2023, 1.157 clients électricité étaient concernés au niveau national dans le réseau de basse tension tandis que 75 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 facturé 13,7 GWh pour le compte de la fourniture par défaut en 2023, ce qui représente une diminution de -33 % par rapport à 2022 (20,4 GWh).

L'énergie consommée dans le réseau de basse tension en 2023 s'élève à 1.378 GWh. L'énergie électrique dans la fourniture par défaut pour la même période concerne approximativement 1 % de ce volume total.

Les prix de la fourniture par défaut sont approuvés par l'Institut, mais varient entre les fournisseurs par défaut. En 2023, l'Institut a publié les décisions portant acceptation des tarifs et formules de prix pour la fourniture par défaut applicables à partir du 1^{er} juin 2023. En 2023, en moyenne, 1.260 utilisateurs dans le réseau de basse tension et 62 utilisateurs dans les réseaux de moyenne et haute tension se trouvaient en mode de fourniture par défaut. Au total, 13.708 MWh d'énergie électrique avaient été livrés, pour lesquels les fournisseurs par défaut respectifs avaient facturé le montant total de 3.273.621,10 EUR.

La fourniture par défaut dans le secteur du gaz naturel est moins importante qu'en électricité puisque les emménagements/déménagements impliquent moins souvent un changement du client de gaz naturel – les appartements n'ont 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.

L'Institut n'a donc pas procédé à une adaptation comparable à celle en électricité du cadre réglementaire de la fourniture par défaut en gaz naturel jusqu'à présent. L'Institut va néanmoins continuer à observer l'évolution du marché et, le cas échéant, lancer une analyse du fonctionnement de la fourniture par défaut en gaz naturel.

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

4.10 LA FOURNITURE DU DERNIER RECOURS

Le fournisseur du dernier recours, qui est désigné par l'Institut suivant des critères transparents et publiés¹⁴², 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 2023, Enovos Luxembourg S.A. a été responsable pour la fourniture du dernier recours dans le secteur électricité tout au long de l'année¹⁴³ alors que dans le secteur gaz naturel Sudgaz S.A., qui entretemps a changé de nom en Sudenergie S.A., était fournisseur du dernier recours jusqu'au 31 mai 2023¹⁴⁴ et Enovos Luxembourg S.A. est devenu fournisseur du dernier recours à partir du 1^{er} juin 2023¹⁴⁵.

La loi du 9 juin 2023 a dans le secteur électricité 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 recours¹⁴⁶. 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 recours¹⁴⁷.

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.

¹⁴² Dans « Décisions et règlements ILR » pour le [secteur électricité](#) et le [secteur gaz naturel](#) choisir Catégorie « Fourniture par défaut / Fourniture du dernier recours »

¹⁴³ Décision ILR/E20/19 du 5 mai 2020 : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-775.pdf> valable jusqu'au 31 mai 2023 et Décision ILR/E23/13 du 21 avril 2023 : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1096.pdf> valable à partir du 1^{er} juin 2023

¹⁴⁴ Décision ILR/G20/27 du 29 mai 2020 : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-783.pdf>

¹⁴⁵ Décision ILR/G23/14 du 21 avril 2023 : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1097.pdf>

¹⁴⁶ Article 4 de la loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1117.pdf>

¹⁴⁷ Article 7 de la loi modifiée du 1^{er} août relative à l'organisation du marché du gaz naturel : <https://assets.ilr.lu/energie/Documents/ILRLU-1685561960-1118.pdf>

SUR L'EXÉCUTION DE SES MISSIONS
DANS LES SECTEURS DE L'ÉLECTRICITÉ
ET 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 1 ^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité
Loi Gaz	Loi modifiée du 1 ^{er} 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 1 ^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité ; 2° la loi modifiée du 1 ^{er} 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

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

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

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

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

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

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

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

TABLEAUX

Tableau 1 : Actionnariat du groupe Encevo S.A.	18
Tableau 2 : Actionnariat de Creos Luxembourg S.A.	19
Tableau 3 : Infrastructure – réseaux électriques – situation au 31 décembre 2023	22
Tableau 4 : Nombre et causes d'interruptions	26
Tableau 5 : Indicateurs sur les interruptions non-planifiées	27
Tableau 6 : Coûts annuels agrégés pour l'utilisation du réseau	31
Tableau 7 : Importations d'électricité	32
Tableau 8 : Exportations d'électricité	33
Tableau 9 : Centrales de production au Luxembourg	40
Tableau 10 : Demandes de raccordement et mises en service des installations de production d'électricité	41
Tableau 11 : Évolution de la production d'électricité par source d'énergie	42
Tableau 12 : Autoconsommation selon source d'énergie	45
Tableau 13 : Volumes attribués à travers des enchères 2023	47
Tableau 14 : Évolution et répartition de l'énergie fournie et du nombre de clients par segment de marché de détail	48
Tableau 15 : Prix moyens annuels du marché <i>day-ahead</i> dans la zone DE/LU	58
Tableau 16 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité	58
Tableau 17 : Infrastructure - réseaux gaz naturel - Situation au 31 décembre 2023	75
Tableau 18 : Répartition des flux par point d'interconnexion	77
Tableau 19 : Tarifs d'utilisation réseau agrégés - Selon Eurostat	80
Tableau 20 : Enchères pour les produits de capacité d'entrée trimestriels à Remich pour l'année gazière 2023-2024	81
Tableau 21 : Répartition de la consommation annuelle des clients finals au 31 décembre 2023	83
Tableau 22 : Taux de changement de fournisseur de gaz naturel par catégorie de client - Comparaison 2022 et 2023	86
Tableau 23 : Mode d'approvisionnement des fournisseurs de gaz naturel	96

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

GRAPHIQUES

Graphique 1 : Réseaux électriques	15
Graphique 2 : Le groupe Encevo (12.11.2024)	18
Graphique 3 : Évolution de la consommation électrique et de la pointe nationale	34
Graphique 4 : Distribution de la charge nationale quart-horaire en MW	35
Graphique 5 : Courbe de charge du jour de la pointe de consommation 2023.....	36
Graphique 6 : Charge par niveau de tension le jour de la pointe de consommation dans la zone Creos.....	36
Graphique 7 : Courbe de charge pendant la semaine de la pointe de production en 2023	37
Graphique 8 : Taux de couverture de la consommation par la production le jour de la pointe de production en 2023	38
Graphique 9 : Capacités photovoltaïques mise en service au cours 2023.....	40
Graphique 10 : Production totale d'électricité et production à partir de sources d'énergie renouvelables	41
Graphique 11 : Répartition des sources d'énergie pour la production nationale d'électricité.....	42
Graphique 12: Contribution mensuelle de chaque technologie de production d'électricité en 2023	43
Graphique 13: évolution énergie solaire & autoconsommation	45
Graphique 14 : Répartition du marché de détail d'électricité par segment de clients.....	49
Graphique 15 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail de l'électricité.....	50
Graphique 16 : Évolution du taux de changement de fournisseur d'électricité (volume et nombre de clients par segment)	51
Graphique 17: Chiffre d'affaires des fournisseurs sur le marché luxembourgeois	53
Graphique 18 : Composition des prix d'électricité des clients résidentiels (prix courants) – catégorie DC.....	54
Graphique 19 : Composition des prix d'électricité des clients industriels (prix courants) – catégorie IC.....	55
Graphique 20 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre l'Allemagne et le Luxembourg (Données Eurostat).....	55
Graphique 21 : Prix annuels de l'énergie des produits sans garantie de prix le plus répandu pour chaque fournisseur	57
Graphique 22 : Développement sur le marché de gros de l'électricité	59
Graphique 23 : Marge brute du fournisseur d'électricité 2019 - 2023	60
Graphique 24 : Évolution de la consommation nationale et de la pointe du réseau de gaz naturel.....	76
Graphique 25 : Évolution du déploiement des compteurs intelligents - gaz naturel	78
Graphique 26 : Répartition du marché de détail de gaz naturel par segment de clients	83
Graphique 27 : Parts de marché (en volume) sur les segments du marché de détail du gaz naturel.....	84
Graphique 28 : Évolution des taux de changement de fournisseur de gaz naturel (volume et nombre de clients par segment)	85
Graphique 29: Chiffre d'affaires des fournisseurs de gaz naturel sur le marché luxembourgeois	87
Graphique 30 : Composition des prix du gaz naturel des clients résidentiels (prix courants)	88
Graphique 31 : Composition des prix du gaz naturel des clients industriels (prix courants)	89
Graphique 32 : Comparaison de la composante « prix de l'énergie et fourniture » entre la Belgique et le Luxembourg	89
Graphique 33: Comparaison du prix total payé par les consommateurs de gaz naturel en Belgique et au Luxembourg (Données Eurostat).....	90
Graphique 34 : Évolution du prix annuel en ct/kWh de l'énergie du produit sans garantie de prix le plus répandu de chaque fournisseur	91
Graphique 35: Structuration de l'achat des volumes vendus aux consommateurs visés par le plafonnement du prix de gaz naturel en 2023 en GWh.....	93
Graphique 36: Prix affichés par les fournisseurs pour leurs offres de base.....	94
Graphique 37: Marge brute de l'ensemble des fournisseurs pour les ventes visées par le plafonnement du prix.....	95
Graphique 38: Évolution de la marge brute en €/MWh	95
Graphique 39 : Nombre de nouveaux raccordements aux réseaux de gaz naturel en 2023 par type de raccordement	102
Graphique 40 : Nombre de demandes de données de consommation par type de demandeur	102
Graphique 41 : Nombre de demandes de données de consommation de gaz naturel en 2023 par type de demandeur.....	103
Graphique 42 : Réclamations reçues par les GRDs catégorisées par cause.....	103
Graphique 43 : Différence entre le meilleur prix d'approvisionnement de gros de l'électricité et le prix d'approvisionnement de gros le plus cher	108
Graphique 44 : Procédures de déconnexion - secteur électricité - données fournisseurs	111

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

Graphique 45 : Procédures de déconnexion - secteur gaz naturel - données fournisseurs 111