

ILR

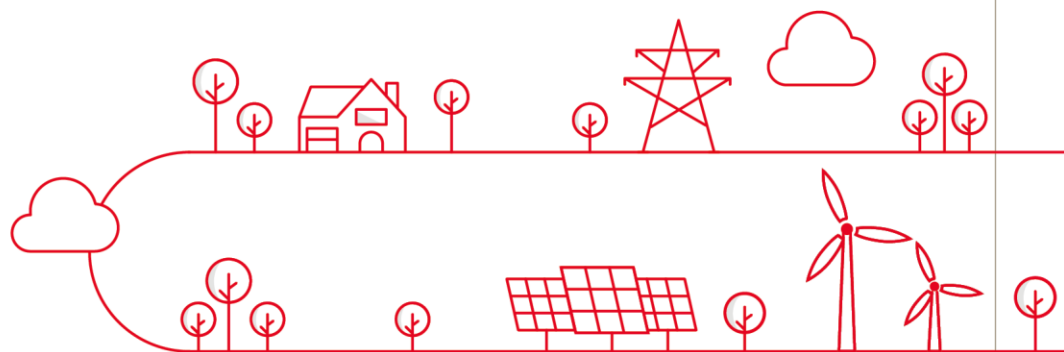
INSTITUT LUXEMBOURGEOIS
DE RÉGULATION

SERVICE STATISTIQUES
ET VEILLE DES MARCHÉS



CHIFFRES-CLÉS

2025 DONNÉES STATISTIQUES NATIONALES
MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ



17, rue du Fossé

L-2922 Luxembourg

Tél: +352 28 228 228

statistiques@ilr.lu



Sommaire

Préface	3
Sommaire exécutif	4
1. Les acteurs du marché.....	6
1.1. Les gestionnaires de réseau.....	6
1.2. Les fournisseurs avec une autorisation de fourniture	7
2. La consommation et le prélèvement des réseaux électriques	8
2.1. La consommation nationale brute	8
2.2. La consommation finale totale	9
2.3. Le prélèvement des réseaux électriques.....	10
2.4. La pointe nationale du prélèvement des réseaux	11
2.5. Le nombre de clients et le prélèvement d'énergie des réseaux d'électricité	12
2.5.1. Nombre de clients	12
2.5.2. Volume d'électricité prélevée	14
3. La production d'électricité	16
3.1. Production totale d'électricité	16
3.1.1. Le nombre d'installations et la puissance totale installée	16
3.1.2. Le volume de production total par type d'installations - y compris l'autoconsommation et le partage d'électricité	18
3.1.3. Part des types d'installation dans la production nationale	20
3.2. La production injectée dans les réseaux électriques	21
3.3. La production autoconsommée ou partagée	22
3.3.1. Le nombre d'autoconsommateurs ou membres d'un groupe de partage d'électricité.....	22
3.3.2. Le volume autoconsommé ou partagé	23
3.4. Les niveaux d'autoconsommation, les groupes de partage d'électricité et les « on- site PPAs ».....	24
4. L'infrastructure	26
4.1. La longueur du réseau.....	26
4.2. La longueur des tracés aériens et souterrains par niveau de tension.....	27
4.3. Nombre total de raccordements.....	30
4.4. Nombre de points de fourniture d'injection d'électricité	31
5. Les parts de marché par type de clients.....	32



5.1.	Les clients résidentiels.....	32
5.2.	Les clients non-résidentiels < 2GWh/an.....	33
5.3.	Les clients non-résidentiels ≥ 2GWh/an.....	34
6.	L'importation et l'exportation d'électricité.....	35
6.1.	Importation	35
6.2.	Exportation	37
7.	Le taux de changement de fournisseurs	38
7.1	Clients résidentiels	38
7.2	Clients non-résidentiels < 2GWh/an.....	40
7.3	Clients non-résidentiels > 2GWh/an.....	41
8.	Les clients et types de facturation	42
8.1	Défaillances de paiement des clients résidentiels	42
8.2	Les contrats et la facturation.....	43
8.2.1	Type de contrats des clients résidentiels.....	43
8.2.2	Types de facturation	44
9.	L'infrastructure de recharge	45
9.1	Définitions de l'infrastructure de recharge publique et privée	45
9.2	Les points de recharge	45
9.3	Les stations de recharge	46
10.	Les installations de stockage	47
11.	Les prix moyens de l'électricité par type de client.....	48
11.1.	Prix moyen – Tous les types de clients.....	48
11.2.	Prix moyen – Clients résidentiels.....	49
11.3.	Prix moyen – Clients non-résidentiels <2GWh.....	50
11.4.	Prix moyen – Clients non-résidentiels >2GWh.....	51
12.	Le prix de fourniture intégrée de l'électricité pour le client résidentiel	52
13.	Le produit le plus demandé	53
14.	Le marché de gros	54
14.1.	Types de contrats d'approvisionnement.....	54
14.1.1.	Clients résidentiels.....	54
14.1.2.	Clients non-résidentiels.....	55
15.	Les interruptions dans les réseaux.....	56



Préface

Le présent document statistique présente les principaux indicateurs du secteur de l'électricité au Luxembourg pour l'année 2025. Il a pour objectif de fournir des informations utiles tant aux organismes statistiques et économiques, nationaux et internationaux, qu'aux professionnels du secteur et aux consommateurs.

L'Institut Luxembourgeois de Régulation (ci-après « l'Institut ») recueille les données pertinentes auprès des différents acteurs du secteur de l'électricité, assurant ainsi une surveillance continue du marché luxembourgeois de l'électricité et la publication de statistiques nationales.

Les données présentées dans ce rapport proviennent des collectes annuelles réalisées auprès des fournisseurs et des gestionnaires de réseau.

Version en ligne : [tableau de bord interactif](#)



[Service Statistiques et Veille des Marchés](#)

[Publication](#) © 2026 by [Institut Luxembourgeois de Régulation](#) is licensed under [Creative Commons Attribution 4.0 International](#)



Sommaire exécutif

Les chiffres clés informent sur l'évolution de la consommation brute des clients résidentiels (env. 15%) et non-résidentiels (env. 85%) sur plusieurs années. Il en ressort que la consommation brute incluant les pertes de réseau en 2025 est de 6 529 GWh (Gigawattheures), soit une augmentation de 189 GWh et une hausse de +2,98% sur base annuelle. La consommation brute est composée d'une part par les importations d'énergie électrique de 4 776 GWh (-2,84 % sur base annuelle) moins les exportations de 72,6 GWh et d'autre part par la production totale sur le territoire nationale de 1 826 GWh en 2025 (+20,8% sur base annuelle).

En 2025, la consommation finale des clients est de 6 397 GWh (y exclu les pertes de réseau) et se compose du prélèvement des réseaux électriques de 5 953 GWh et de l'autoconsommation/partage d'électricité par les clients de 444 GWh, représentant désormais 7% de la consommation finale. Les volumes autoconsommés ou partagés, ainsi que les volumes d'électricité vendus sous contrats d'achats d'électricité sont documentés en détail pour les différents types d'installations et, pour la première fois par niveaux de partage.

La production nationale de 1 826 GWh des différents types d'installations est documentée en détail dans le rapport ; incluant le nombre d'installations, la puissance installée et le volume de production totale avec leurs évolutions respectives.

Les différents types d'installations sont entre autres les éoliennes, la photovoltaïque, la biomasse, l'hydroélectrique et l'incinération. La puissance installée de la photovoltaïque augmente fortement en 2025 à 746 MW, soit une augmentation de 197 MW (+35,8% sur base annuelle). La production totale de la photovoltaïque est de 627 GWh (+74,3% sur base annuelle) et devient pour la première fois la plus importante source de production d'électricité. Elle dépasse ainsi la production des éoliennes qui est de 467 GWh (+0,02% sur base annuelle). Le nombre d'installations photovoltaïques enregistre une forte hausse de 10 694 unités (+47,3 %) pour arriver à 33 304 installations fin 2025.

Une large partie de la production nationale est injectée dans les réseaux électriques avec environ 75% du volume total, ce taux était encore de 87% en 2024. Le solde de la production est autoconsommé ou, à moindre degré, partagé par les consommateurs. Parallèlement à l'autoconsommation ou des contrats d'achats de clients professionnels documentés en détail



dans les chiffres-clés, les clients résidentiels autoconsomment essentiellement sur base de la production photovoltaïque.

La tendance d'un écart entre les volumes de consommation brute et les prélèvements des réseaux électriques augmente. Les volumes d'électricité autoconsommée ou partagée ne transitent très majoritairement pas par le réseau d'électricité, et proviennent principalement du bois de rebut pour les clients professionnels.

En 2025 l'ILR a collecté pour la première fois auprès des gestionnaires de réseau des informations relatives aux batteries de stockage au Luxembourg. Le nombre total de batteries de stockage s'élève fin 2025 à 9 843 unités, dont 98 % ont une capacité inférieure à 30 kWh. La puissance totale des batteries de stockage s'élève à 70 634 kVA, avec une capacité d'électricité de 101 104 kWh.

Les chiffres clés détaillent également les parts de marché, l'évolution des prix moyens de la fourniture d'électricité (hors frais de réseau et taxes), tout comme les taux de changement de fournisseurs. Pour tous types de clients confondus, le prix moyen de la fourniture d'électricité baisse en 2025 de 129 €/MWh à 115 €/MWh, soit une diminution de 10,68 %.

Le prix par MWh (Mégawattheures) de la fourniture intégrée, c'est-à-dire le prix effectivement facturé à un client résidentiel moyen s'élève à 266,5 €/MWh, soit 26,65 c€/kWh. La hausse de 63,8 €/MWh par rapport à 2024 s'explique largement par la diminution des aides étatiques (-77,9 €/MWh) ainsi que par l'augmentation des frais de réseau (+10,8 €/MWh).





1. Les acteurs du marché

1.1. Les gestionnaires de réseau

Fonction	Gestionnaire de réseau
GRD & GRT	Creos Luxembourg S.A.
GRD	Ville de Diekirch
GRD	Sudstrom S.à.r.l. & Co S.e.c.s.
GRD	Ville d'Ettelbruck
GRI	Sotel Réseau et Cie S.e.c.s

Tableau 1 - Liste des gestionnaires de réseau

Au Luxembourg, le secteur de l'électricité compte actuellement cinq gestionnaires de réseau : quatre gestionnaires de réseau de distribution (**GRD**), un gestionnaire de réseau de transport (**GRT**) et un gestionnaire de réseau industriel (**GRI**).

Creos assure la gestion exclusive du réseau de transport, tandis que Sotel demeure le seul gestionnaire de réseau industriel. Il convient de préciser que Creos est le seul acteur opérant simultanément sur les segments de la distribution et du transport.



1.2. Les fournisseurs avec une autorisation de fourniture

Nombre de fournisseurs autorisés		16		
Nombre de fournisseurs actifs		10		
Nom du fournisseur :	ENCEVO	Actif en 2025 auprès des clients		
		résidentiels	professionnels	
			≤ 2 GWh/an	> 2 GWh/an
ArcelorMittal Energy S.C.A.	•	•	✓	✓
Axpo Benelux S.A. ¹	•	•	•	•
Energieunion GmbH	•	•	•	•
Energy Revolt S.C.	•	✓	✓	•
Enovos Luxembourg S.A.	✓	✓	✓	✓
European Commodity Clearing S.à r.l.	•	•	•	•
KRONOSPAN Energy S.A.	•	•	•	✓
LEO S.A.	✓	✓	✓	✓
NordENERGIE S.A.	✓	✓	✓	✓
RWE Supply & Trading GmbH	•	•	•	•
Statkraft Markets GmbH	•	•	•	•
Steinergy S.A.	✓	✓	✓	•
SUDenergie S.A.	•	✓	✓	✓
Sudstrom S.à r.l. et Co S.e.c.s.	•	✓	✓	✓
Trianel GmbH	•	•	•	•
VERBUND Trading GmbH	•	•	✓	•

Tableau 2 - Liste des fournisseurs autorisés au 31.12.2025

En 2026, Power Online S.A. est repris dans la liste des fournisseurs autorisés au Luxembourg, lui permettant ainsi de débiter ses activités de fourniture d'électricité sur le territoire luxembourgeois.

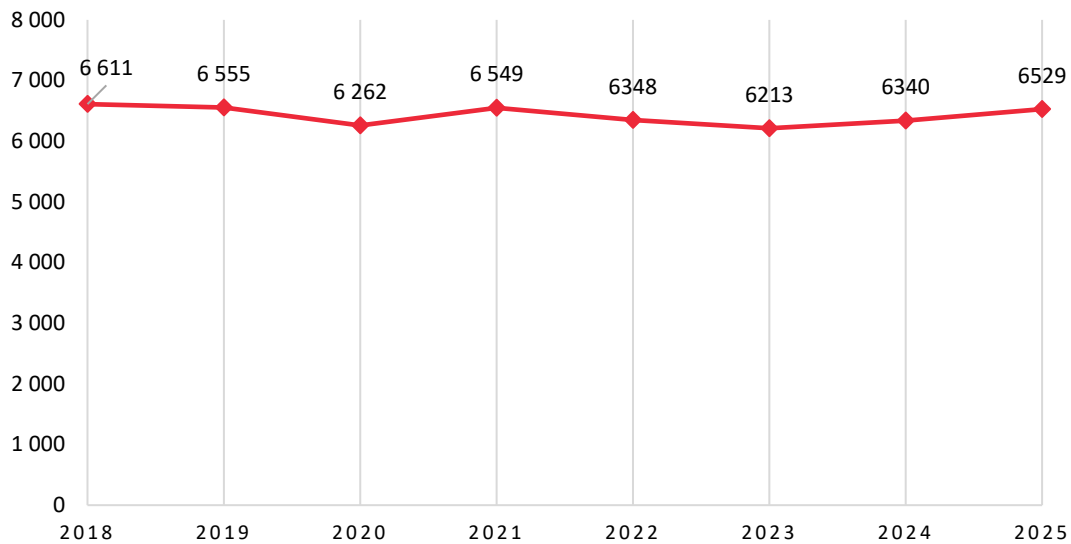
¹ Axpo Benelux S.A. est reprise dans la liste des fournisseurs autorisés au Luxembourg en 2025, mais n'a pas été active sur le marché luxembourgeois durant cette année.





2. La consommation et le prélèvement des réseaux électriques

2.1. La consommation nationale brute²



année	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
[GWh]	6 611	6 555	6 262	6 549	6 348	6 213	6 340	6 529

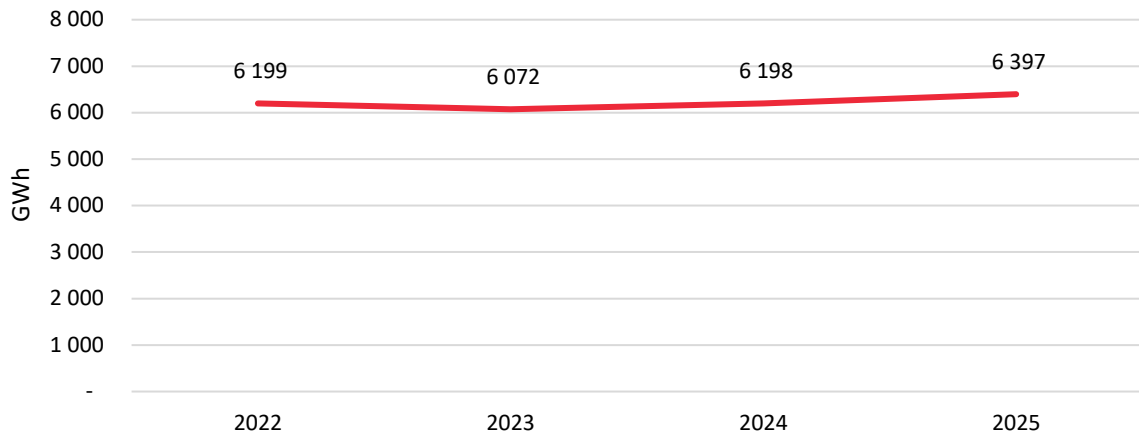
Figure 1 - La consommation nationale brute annuelle en GWh

En 2025, la consommation nationale brute d'électricité est de 6 529 GWh et connaît une légère augmentation de 189 GWh, soit 2,98 % par rapport à 2024. Ce volume a presque retrouvé les niveaux observés en 2021 avant la crise énergétique.

² Formule de calcul : Importations – Exportations + Production d'électricité. La consommation nationale brute inclut les pertes (notamment transformation et transport) des réseaux électriques au Luxembourg.



2.2. La consommation finale totale ³



année	2022	2023	2024	2025
[GWh]	6199	6072	6198	6397

Figure 2 - La consommation finale annuelle en GWh

La consommation finale totale est de 6 397 GWh et se compose des prélèvements des réseaux électriques et des volumes autoconsommés par les clients finals. En 2025, la consommation finale totale a connu une légère augmentation par rapport à l'année 2024 de 199 GWh (3,2% sur base annuelle). Contrairement à la consommation nationale brute, la consommation finale totale n'inclut pas les pertes de réseau.

Les pertes de réseau⁴ correspondent à la différence entre la consommation nationale brute et la consommation finale totale. Ainsi, pour l'année 2025, elles s'élèvent à 132 GWh.

³ Formule de calcul : Prélèvements des réseaux électriques + Production autoconsommée chez les consommateurs. La consommation totale correspond à la consommation des clients résidentiels et non-résidentiels au Luxembourg.

⁴ Les pertes en ligne correspondent à l'énergie électrique perdue lors de son transport et transformation sur un réseau électrique. Les pertes principalement sous forme de chaleur augmentent avec la longueur du réseau, la résistance des câbles conducteurs et lorsque la tension électrique est faible.



2.3. Le prélèvement des réseaux électriques

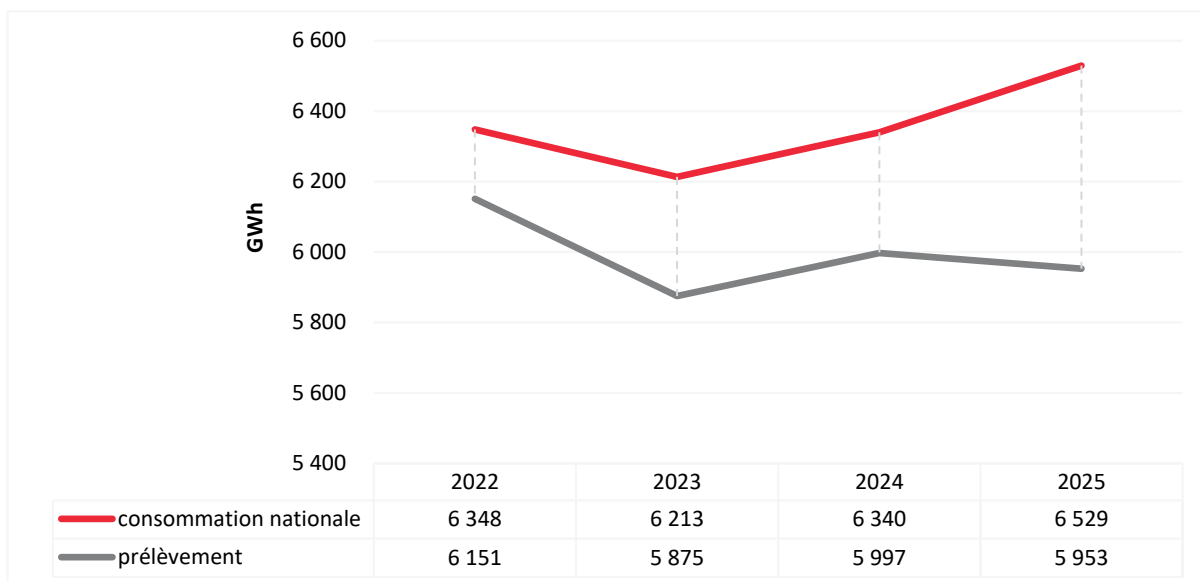


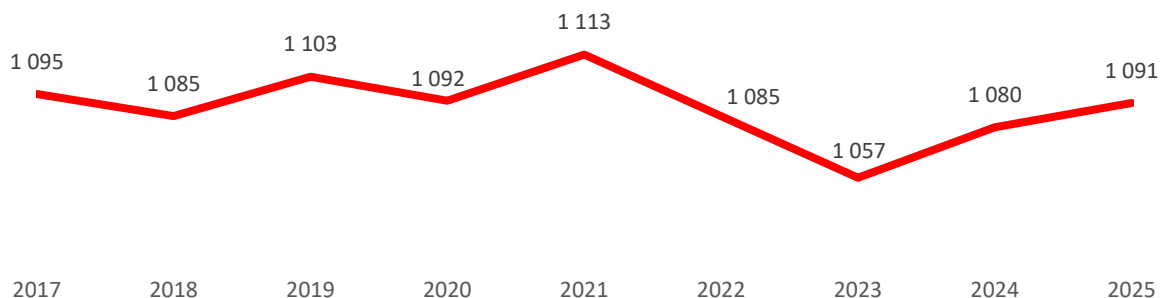
Figure 3 - Évolution du prélèvement des réseaux et de la consommation nationale brute

En 2025, la consommation nationale brute s'élève à 6 529 GWh, tandis que le prélèvement sur les réseaux atteint 5 953 GWh. La différence entre ces deux volumes est de 576 GWh et correspond aux pertes de réseau ainsi qu'aux volumes d'électricité produits et autoconsommés par les clients finaux. Ce volume autoconsommé ne transite en grande partie pas par les réseaux électriques. En 2025, le taux de prélèvement des réseaux de la consommation brute représente 91,2%.

Une tendance divergente entre les volumes de la consommation brute et le prélèvement des réseaux est observée en 2025, qui s'explique notamment par l'augmentation considérable des volumes autoconsommés. L'autoconsommation est en lien direct avec l'expansion de la production nationale à travers le nombre d'installations photovoltaïques en mode d'autoconsommation.



2.4. La pointe nationale du prélèvement des réseaux ⁵



année	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pointe nationale [MW]	1 092	1 113	1 085	1 057	1 080	1 091
Date	28/01/2020 17:45:00	19/01/2021 12:00:00	11/01/2022 11:15:00	04/12/2023 11:45:00	13/12/2024 10:15:00	04/02/2025 17:45:00

Figure 4 - La pointe nationale annuelle en MW.

La pointe nationale s'élève à 1 091 MW en 2025. La pointe nationale annuelle ne varie que très peu d'année en année. Elle est mesurée sur les réseaux Creos et Sotel et a un impact fondamental sur le dimensionnement des réseaux. Les réseaux électriques sont calibrés pour supporter le pic de la demande le plus élevé possible afin d'éviter des coupures et incidents techniques, en incluant des marges de sécurité.

⁵ La puissance de pointe nationale correspond à la puissance quart-horaire maximale durant l'année.



2.5. Le nombre de clients et le prélèvement d'énergie des réseaux d'électricité

2.5.1. Nombre de clients

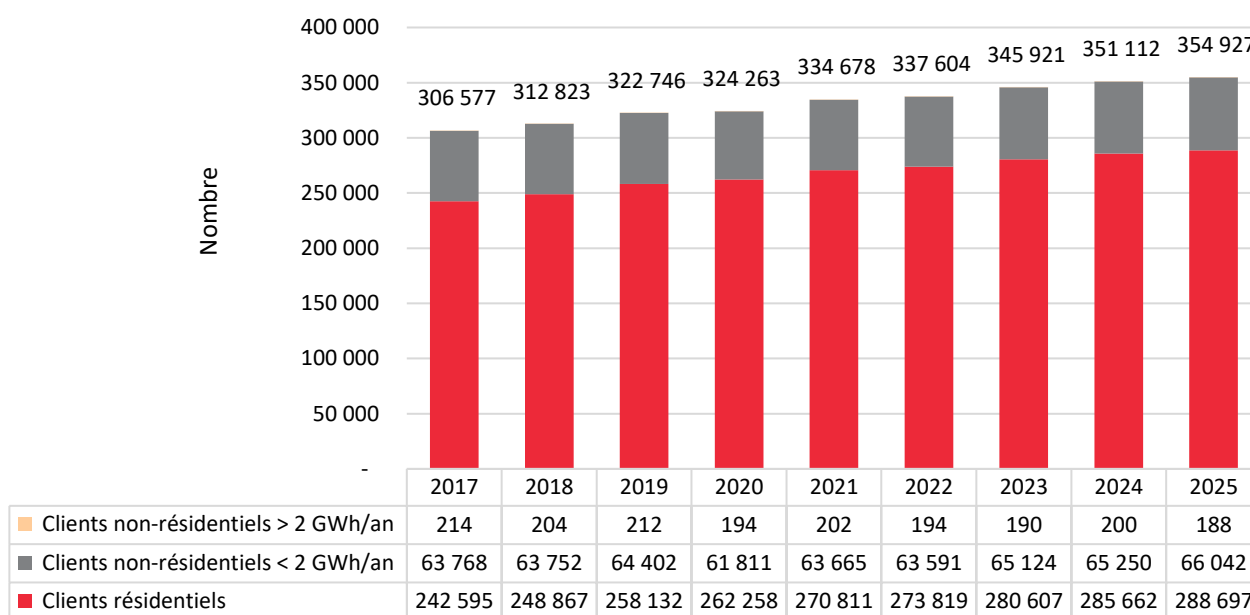


Figure 5 – Évolution du nombre de clients par segment résidentiel et non-résidentiel

À la fin de l'année 2025, le nombre total de clients⁶ s'élevait à 354 927 unités, représentant une croissance de 1,1 % par rapport à 2024. Par rapport à la fin de l'année 2017, la croissance est de 15,77 %.

Le nombre de clients non-résidentiels ayant une consommation inférieure à 2 GWh augmente légèrement en 2025 de 1,21 % par rapport à 2024 et de 3,57 % par rapport à 2017.

⁶ Un client correspond à un point de fourniture.



De même, le nombre de clients non-résidentiels dont la consommation dépasse 2 GWh par an diminue de 6 %.



Figure 6 - Répartition du nombre de clients par segment de consommation annuelle



2.5.2. Volume d'électricité prélevée

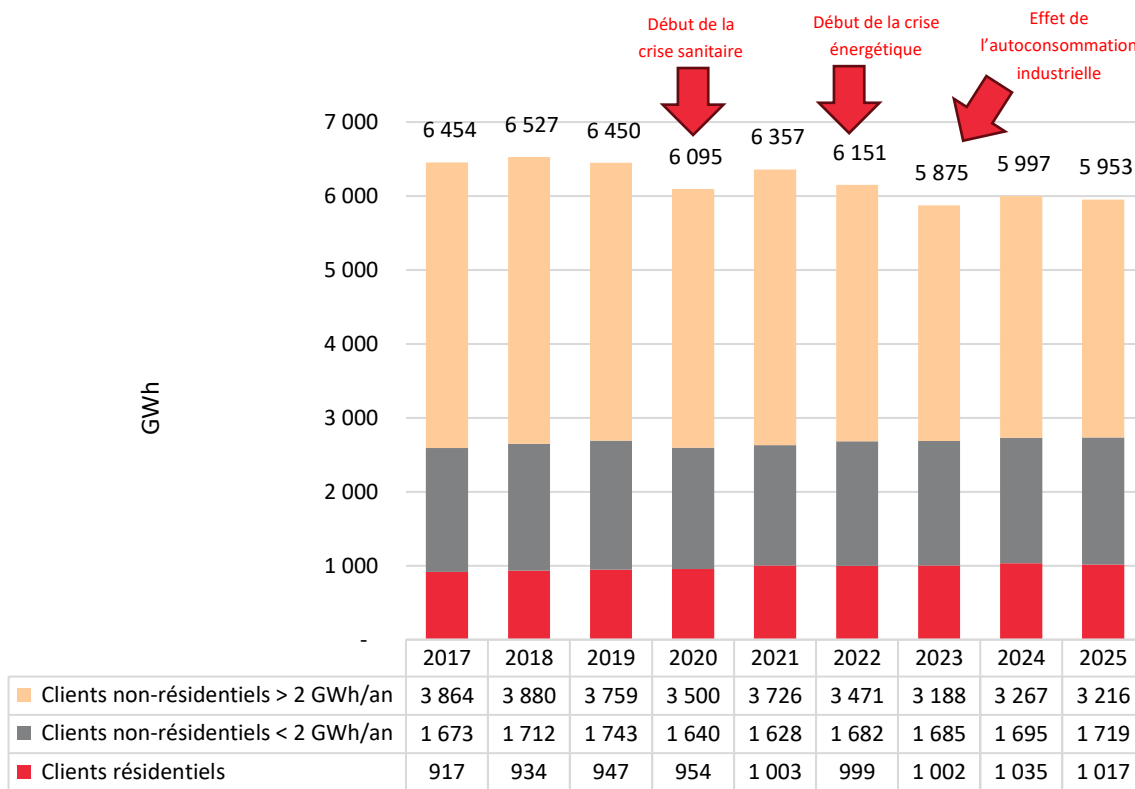


Figure 7 – Évolution du volume d'électricité prélevée par segment en GWh

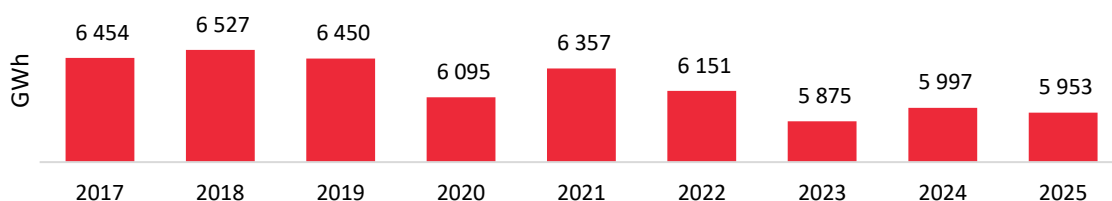


Figure 8 - Évolution du volume total prélevé

Ce graphique illustre l'évolution du volume d'électricité prélevée sur le réseau de distribution au Luxembourg depuis 2017. Les volumes prélevés n'incluent pas les volumes autoconsommés. Ces derniers ne transitent pas par les réseaux, mais impactent directement les volumes prélevés des réseaux.

Le volume total prélevé diminue légèrement en 2025 et il est en baisse de 6 454 GWh en 2017 à 5 953 GWh en 2025. Le niveau le plus bas a été enregistré en 2023, avec 5 875 GWh, tandis que le pic a été atteint en 2018 avec 6 527 GWh. La réduction du volume prélevé en 2023 résulte du passage en régime « autoconsommation » d'une grande centrale de production d'électricité à partir de biomasse.



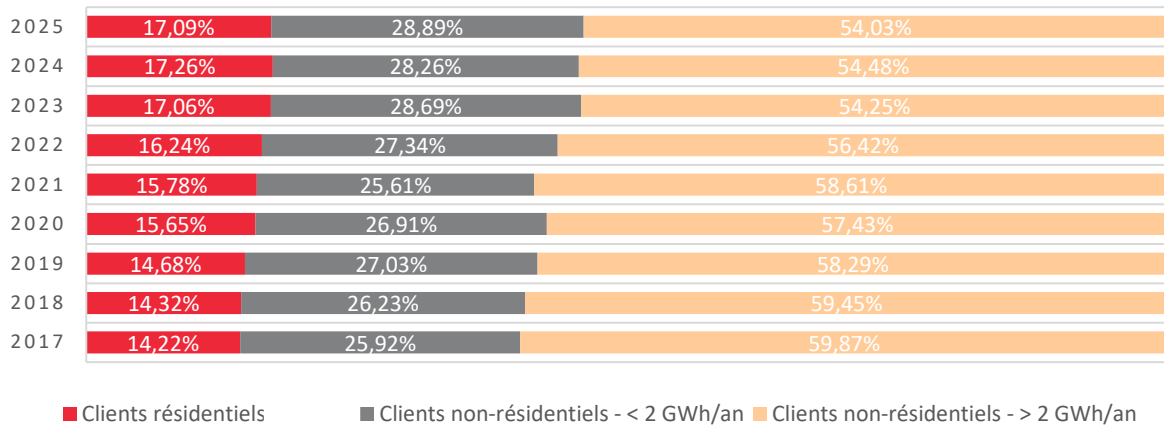


Figure 9 - Répartition du volume prélevé par segment de consommation annuelle

Ce graphique présente l'évolution de la répartition annuelle du prélèvement d'électricité par segment de client.

Le segment ayant le prélèvement le plus important est constitué des clients non-résidentiels (clients industriels) avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh, dont le prélèvement représente 59,87% en 2017 et baisse à 54,03% en 2025. Par ailleurs, les clients non-résidentiels avec une consommation annuelle inférieure à 2 GWh engendrent un prélèvement de 25,92 % en 2017 et augmente légèrement à 28,89 % en 2025. La part du prélèvement des clients résidentiels augmente progressivement depuis 2017, passant de 14,22 % en 2017 à 17,26 % en 2024, une variation de 3,04 points de pourcentage en 8 années. Elle diminue légèrement en 2025.

Cette tendance du segment résidentiel s'explique en partie par la baisse des volumes prélevés par le secteur industriel, ce qui augmente mécaniquement la part relative des clients résidentiels. De même, il y a une augmentation continue du nombre de clients résidentiels. Par ailleurs, le volume prélevé résidentiel a également connu une hausse considérable sur la période renseignée.

Cependant les dernières années, un nombre croissant de clients résidentiels ont opté pour l'installation de systèmes photovoltaïques en autoconsommation, ce qui atténue la hausse du volume prélevé sur le réseau. Les détails et l'évolution de la production et de l'autoconsommation annuelles sont documentés dans les chapitres 3.1 et 3.3 de ce rapport.





3. La production d'électricité

3.1. Production totale d'électricité

3.1.1. Le nombre d'installations et la puissance totale installée

3.1.1.1. Le nombre total d'installations de production le 31.12.

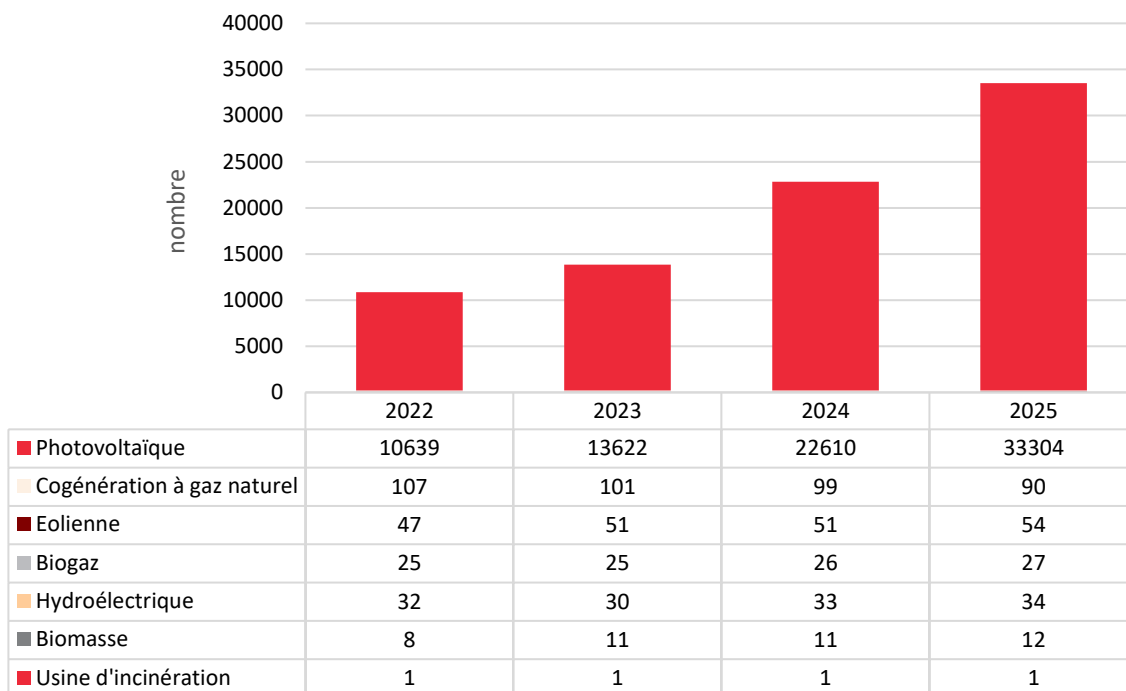


Figure 10 - Évolution du nombre total d'installations de production par technologie

Le détail et l'évolution du nombre d'installations⁷ par type de technologie sont renseignés dans le graphique ci-dessus.

Le nombre d'installations photovoltaïques connaît une croissance significative. Il augmente rapidement d'une année à l'autre, passant de 13 622 en 2023 à 22 610 en 2024 (+66 %), puis à 33 304 en 2025 (+47,3 %).

Le nombre de centrales de cogénération a diminué de 99 à fin 2024 à 90 à fin 2025.

⁷ Nombre de raccordements aux réseaux électriques



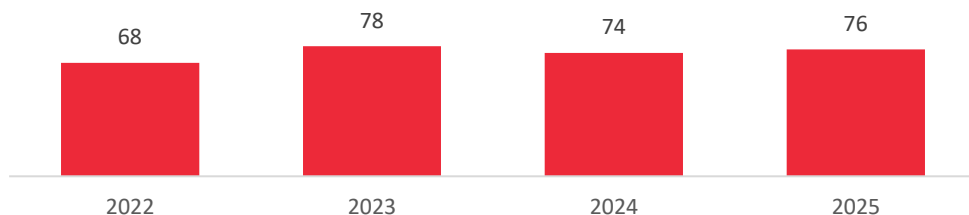


Figure 11 - Évolution du nombre de pylônes d'éoliennes

Il convient de noter qu'à partir de 2025, l'Institut ne considère que le nombre de pylônes relevant de la loi commodo⁸, c'est-à-dire ayant une puissance supérieure à 100 kVA. L'Institut avait également recensé 8 pylônes qui ne relèvent pas de cette loi, mais qui n'ont pas produit d'électricité au cours de l'année ou présentaient une production négligeable. Pour l'année 2025, l'Institut compte au total 76 pylônes d'éoliennes au Luxembourg.

3.1.1.2. La puissance totale installée des installations de production

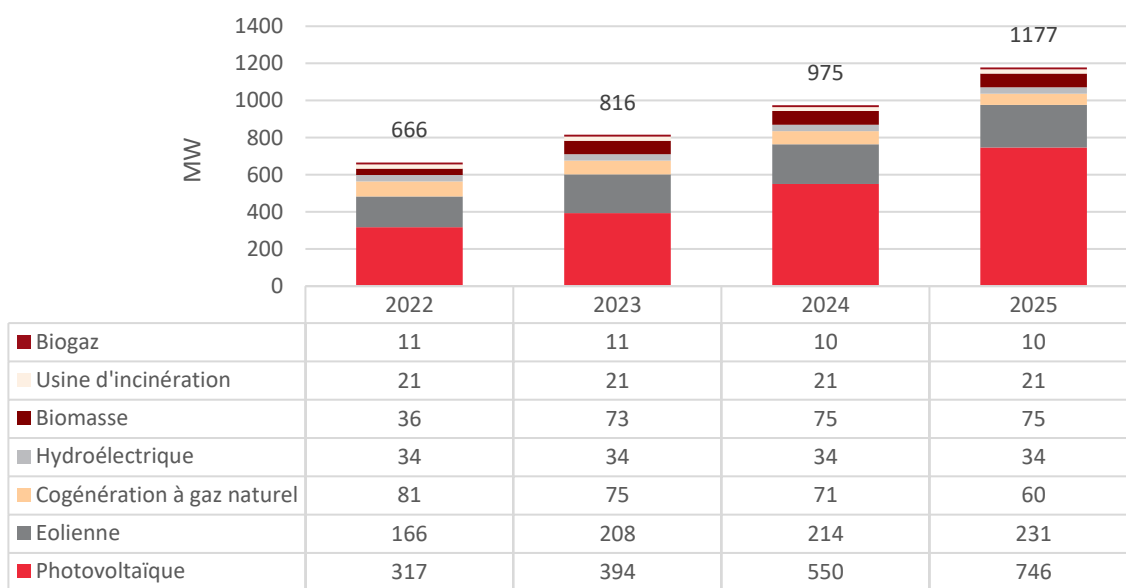


Figure 12 - Évolution de la puissance installée par technologie en MW

⁸ <https://legilux.public.lu/eli/etat/leg/loi/1999/06/10/n5/jo>



La puissance totale de l'ensemble des installations de production passe de 816 MW en 2023 à 1 177 MW en 2025. Comme indiqué ci-dessus, l'augmentation de la puissance de production provient majoritairement de nouvelles installations photovoltaïques. Les puissances des autres types d'installations évoluent peu sur base annuelle.

Quant à la puissance installée des centrales photovoltaïques, elle progresse de 394 MW en 2023 à 550 MW en 2024 (+40 %), puis à 746 MW en 2025 (+35,6%). Les éoliennes connaissent une légère croissance de 17 MW en 2025 par rapport à l'année précédente, tandis que les centrales de cogénération enregistrent une diminution de 11 MW.

3.1.2. Le volume de production total par type d'installations - y compris l'autoconsommation et le partage d'électricité

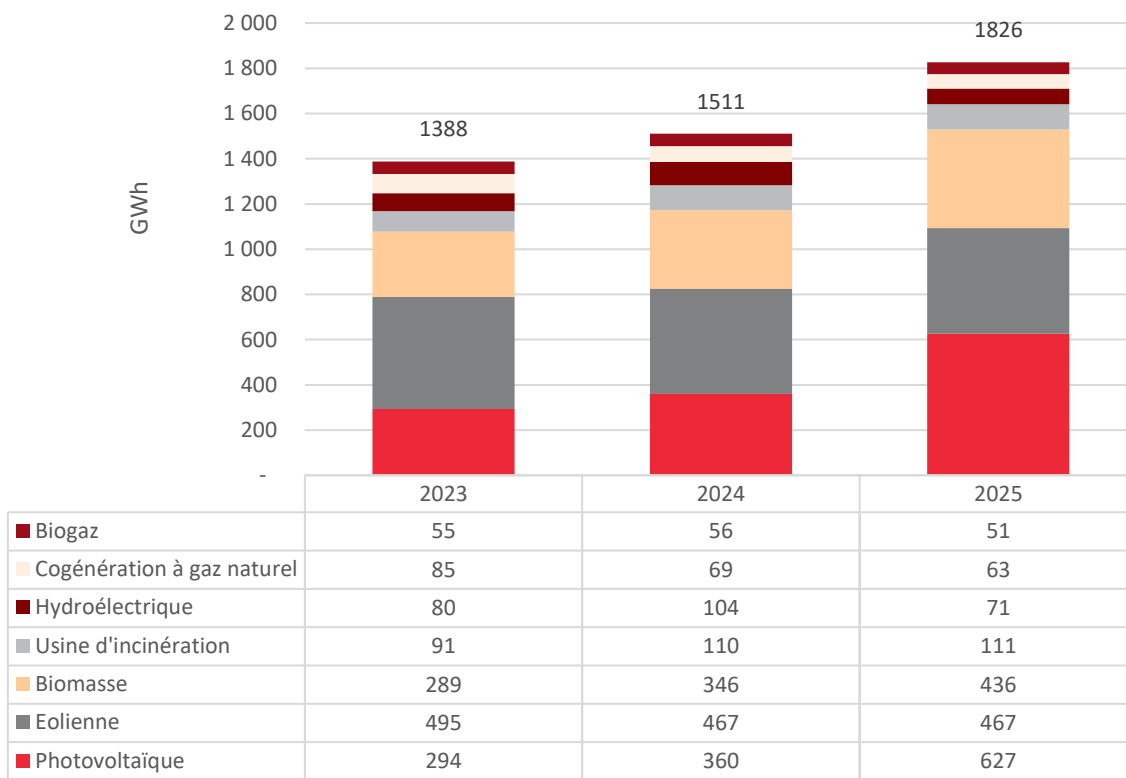


Figure 13 - Évolution de la production totale en GWh par source



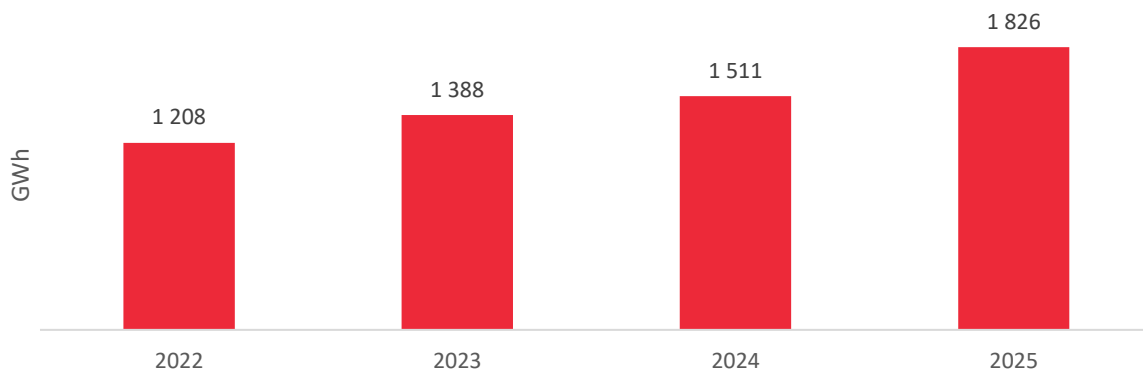


Figure 14 - La production annuelle totale en GWh

Le volume total de production totale d'électricité évolue de 1 388 GWh en 2023 à 1 511 GWh en 2024, soit une hausse de 8,9 %. En 2025, la croissance se renforce et le volume évolue à 1 826 GWh, une augmentation importante de 20,8% sur base annuelle. Cette progression est principalement due à l'accroissement de la production totale des centrales à biomasse et photovoltaïques. Le volume de production des installations photovoltaïques passe de 294 GWh en 2023 à 627 GWh en 2025. Sur base annuelle, l'Institut constate une augmentation de 74,2 % pour la production d'électricité d'installations photovoltaïques.

De leur côté, les centrales à biomasse enregistrent une hausse de leur production, passant de 346 GWh à 436 GWh en 2025, une augmentation annuelle de 26 %. La production des éoliennes diminue légèrement de 28 GWh en 2024 par rapport à 2023, elle reste stable en 2025.

En 2025, la production totale des installations photovoltaïques dépasse celle des éoliennes pour la première fois, avec un écart de 160 GWh.



3.1.3. Part des types d'installation dans la production nationale

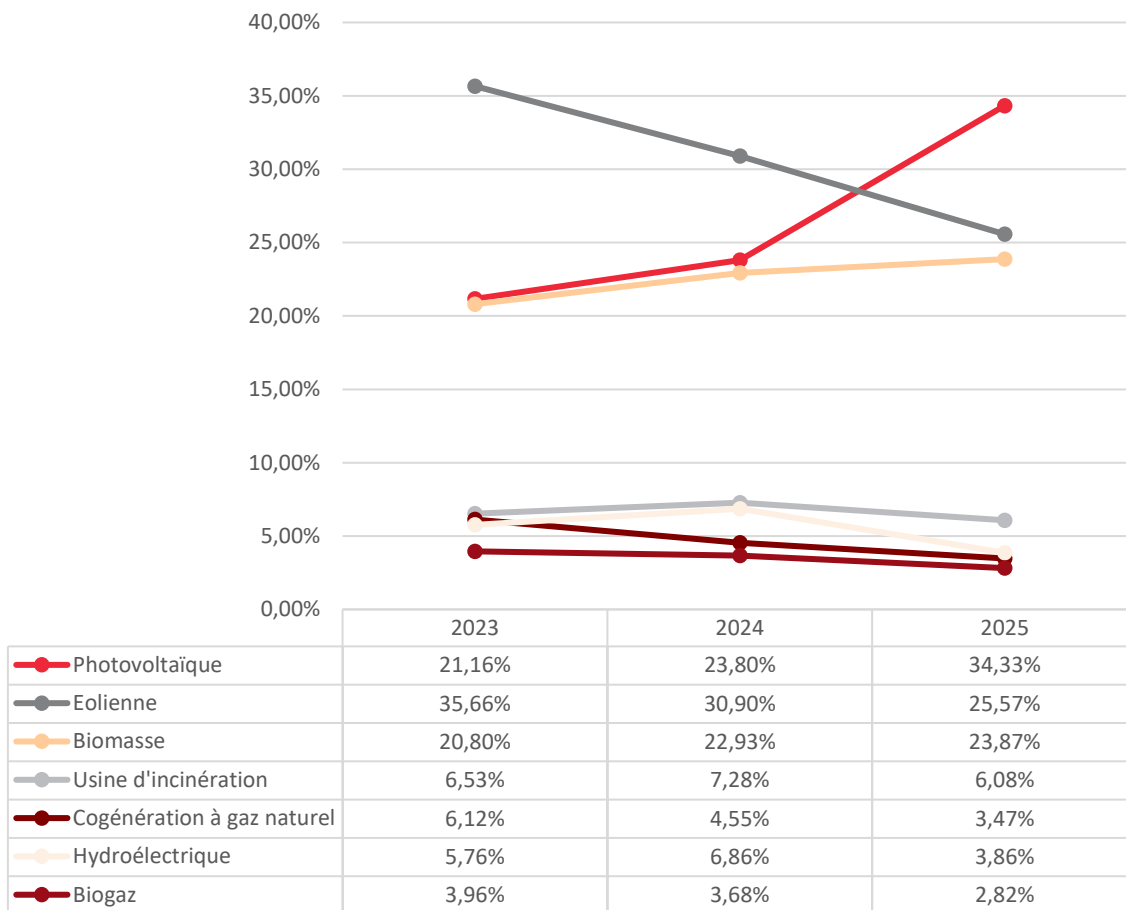


Figure 15 - Évolution de la production nationale en % par source

En 2025, les installations photovoltaïques ont vu leur part de la production totale augmenter de 10,53 points de pourcentage, une progression remarquable. En ce qui concerne les autres centrales de production, seules les centrales à biomasse enregistrent une légère hausse de 0,94 point de pourcentage. Les autres types d'installations connaissent une diminution. Les centrales éoliennes passent de 30,9 % à 25,57 %.

Pour la première fois, les centrales photovoltaïques représentent plus d'un tiers de la production totale.



3.2. La production injectée dans les réseaux électriques

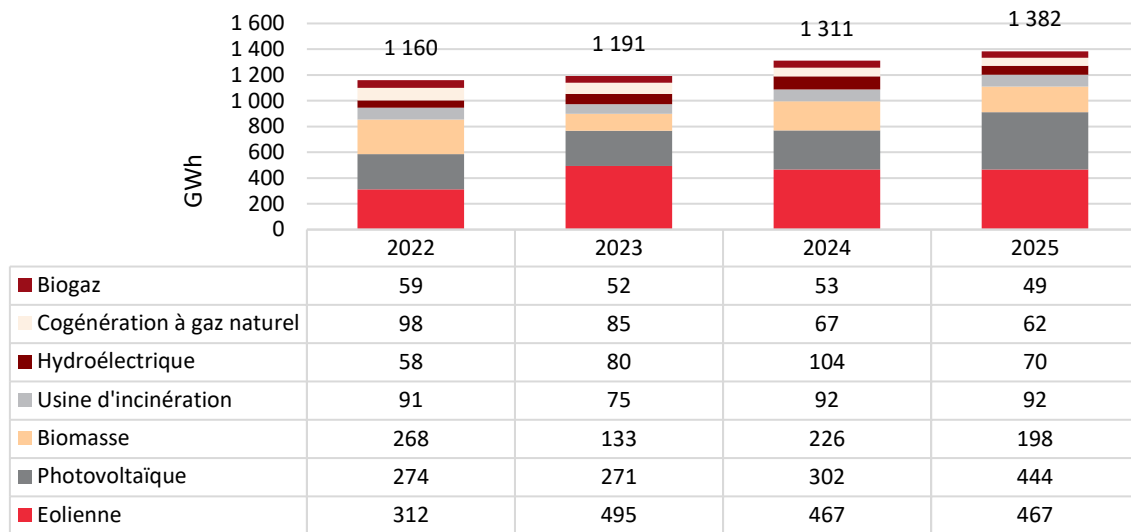


Figure 16 – Évolution du volume produit par source d'énergie en GWh



Figure 17 - Évolution du volume totale injecté

La production injectée des installations de production passe de 1 311 GWh en 2024 à 1 382 GWh en 2025, soit une augmentation plus modeste de 5,4 %. Cette hausse provient de l'augmentation du volume injecté par les centrales photovoltaïques, qui injectent 142 GWh de plus qu'en 2024. Les volumes injectés par les autres types d'installations diminuent en 2025 par rapport à l'année précédente.

La production totale, comme mentionné, augmente de 20,8 %, tandis que la production totale injectée n'augmente que de 5,4 %. Cette divergence s'explique par la tendance croissante des clients finaux à autoconsommer l'électricité qu'ils produisent, notamment celle provenant des centrales photovoltaïques de consommateurs ou de la production par l'industrie. Les détails sur les volumes de la production autoconsommée (ou partagée) sont documentés dans le chapitre 3.3.



3.3. La production autoconsommée ou partagée

Cette section regroupe les détails des clients en autoconsommation individuelle, en autoconsommation collective, ainsi que les clients intégrés dans des groupes de partage.

Des informations complémentaires sont disponibles sur le site Internet de l'Institut : [WeShareEnergy](#).

3.3.1. Le nombre d'autoconsommateurs ou membres d'un groupe de partage d'électricité

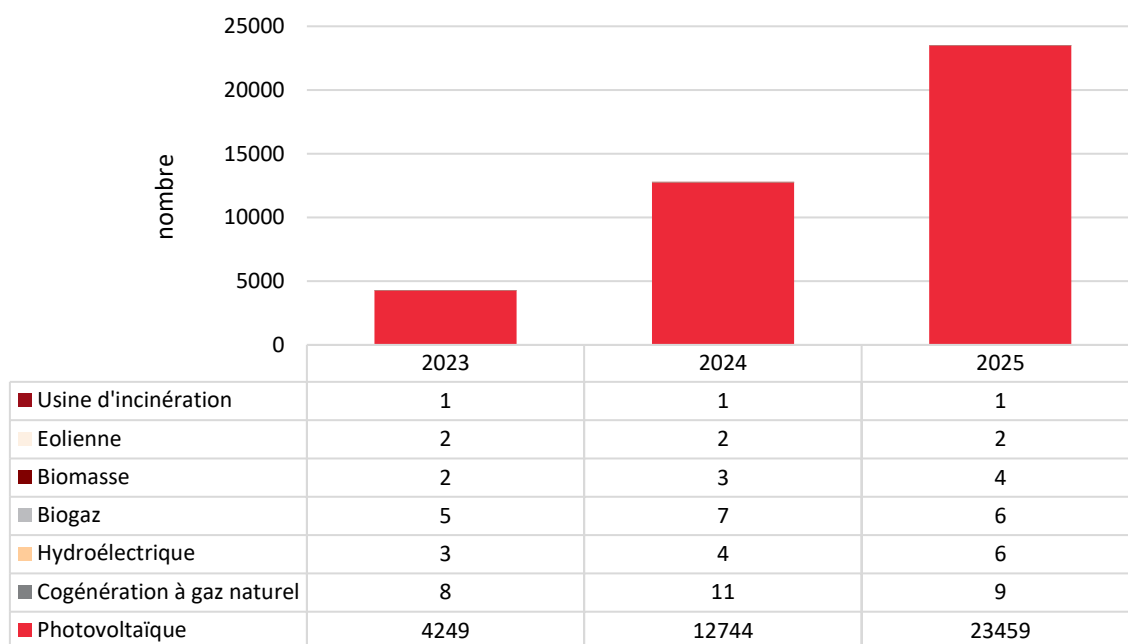


Figure 18 - Nombre annuel d'installations en autoconsommation et/ou en partage d'énergie

De manière générale, le nombre de producteurs en mode autoconsommation ou de partage de l'électricité reste relativement stable, à l'exception du nombre de centrales photovoltaïques en autoconsommation. Pour le volet des installations photovoltaïques, l'Institut constate une forte hausse en 2025 par rapport à 2024 : le nombre évolue de 12 744 à 23 459 installations, soit une augmentation très forte de 84 %.

Le nombre de centrales en autoconsommation ou partage d'énergie pour les autres sources d'énergie reste très faible.



3.3.2. Le volume autoconsommé ou partagé

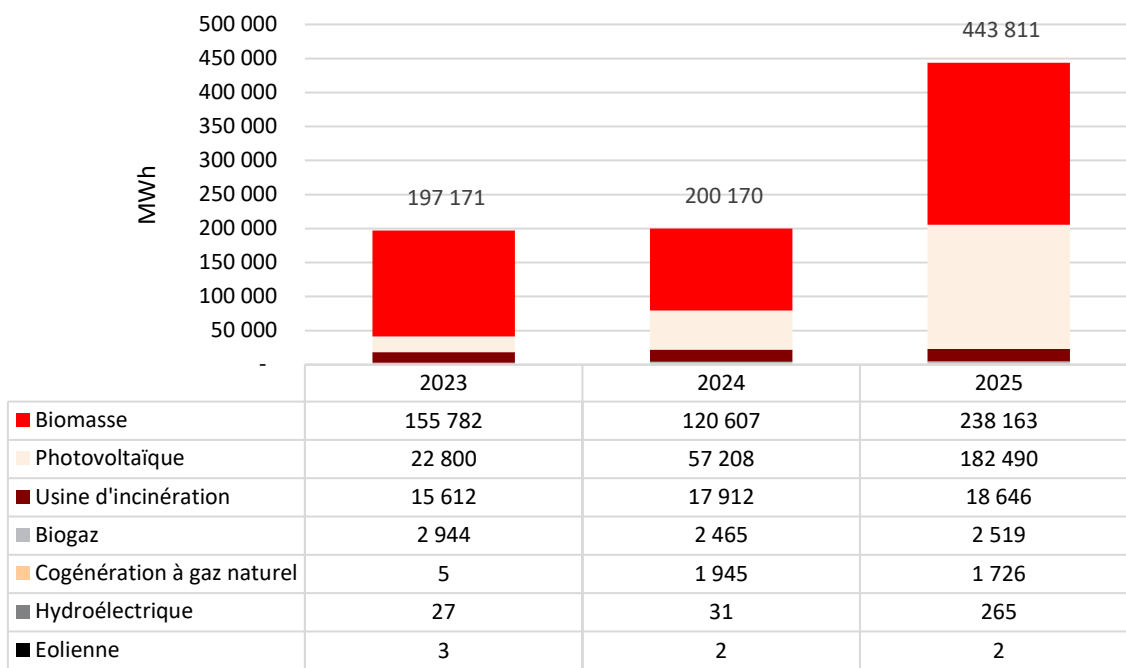


Figure 19 - Volume autoconsommé ou partagé par source d'énergie en MWh

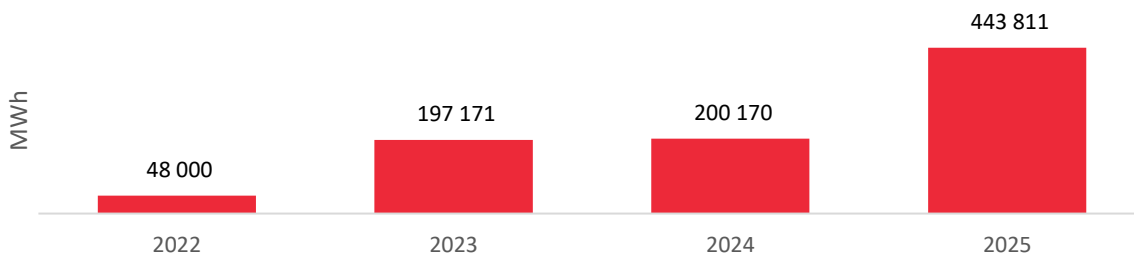


Figure 20 - Volume total autoconsommé ou partagé en MWh

Le volume total autoconsommé augmente considérablement, passant de 200 170 MWh en 2024 à 443 811 MWh en 2025, soit plus que le double avec une augmentation de 121,7 %. Cette augmentation est due aux volumes autoconsommés plus élevés des clients finales avec des centrales photovoltaïques et des centrales à biomasse.

Le volume autoconsommé ou partagé par les centrales photovoltaïques passe de 57 208 MWh en 2024 à 182 490 MWh en 2025, soit une augmentation de 219 %.

Le volume autoconsommé pour les centrales à biomasse augmente de 120 607 MWh à 238 163 MWh, soit une progression de 97,5 %.



3.4. Les niveaux d'autoconsommation, les groupes de partage d'électricité et les « on-site PPAs »⁹

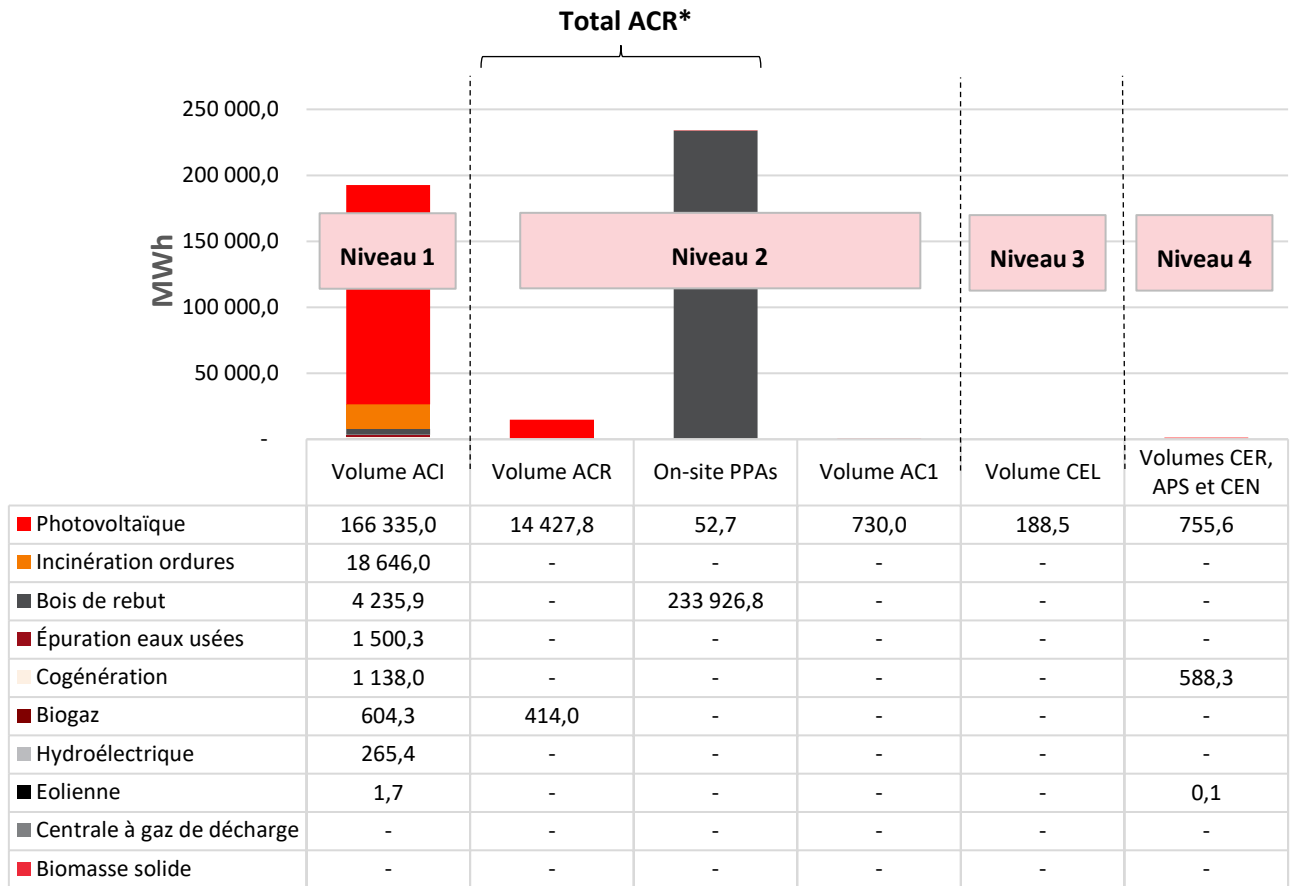


Figure 21 - Volumes autoconsommés, partagés et vendu sous on-site PPAs en 2025 par technologies en MWh

⁹ Un contrat d'Achat d'Électricité sur site (On-site PPA) est un accord à long terme par lequel une entreprise s'engage à acheter de l'électricité produite par une installation installée directement sur son site ou à proximité immédiate. Plus d'informations sur les contrats « on-site PPA » (on-site Power Purchase Agreement) et les définitions : <https://mecg.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/energie-renouvelable/note-explicative-production-partage-entreprises.pdf>

* Les volumes consommés dans le cadre d'un « on-site PPA » sont, par défaut, également des volumes consommés sous le niveau ACR. Afin d'éviter toute double prise en compte, ces volumes sont exclusivement catégorisés sous « On-site PPA » et ne sont donc pas inclus dans la catégorie « Volume ACR ».



Niveau	Catégorie	Utilisation physique du réseau	Définition
1	Volume ACI	✗	Autoconsommation Individuelle → Ménage
2	Volume ACR	✗	Autoconsommation Collective Renouvelable → même site/résidence
	Sous-rubrique : On-site PPA		<u>Pour les clients professionnels</u> : Contrat d'Achat d'Électricité sur le site d'un client professionnel
	Volume AC1	✓	Autoconsommation Collective locale ($\leq 100m$), sans soumission au tarif volumétrique pour l'utilisation du réseau
3	Volume CEL	✓	Communautés Énergétiques Locales ($\leq 300m$), sans soumission au tarif volumétrique pour l'utilisation du réseau
4	Volumes CER, APS et CEN	✓	CER - Communautés Énergétiques nationale Renouvelable et cogénération haut rendement APS - Autoconsommateur sur Plusieurs Sites CEN - Communautés Énergétiques Nationale
(5)	Energie injectée non-partagée ou non-autoconsommée	✓	S'il reste encore de l'énergie électrique provenant de la centrale de production après les quatre niveaux ci-dessus, elle est injectée dans le réseau.

Tableau 3 - Définitions des niveaux de l'autoconsommation et du partage d'électricité pour les clients finaux résidentiels et professionnels

Pour plus de détails sur les niveaux d'autoconsommation et de partage d'énergie électrique, le site weshareenergy.lu peut être consulté.





4. L'infrastructure

4.1. La longueur du réseau

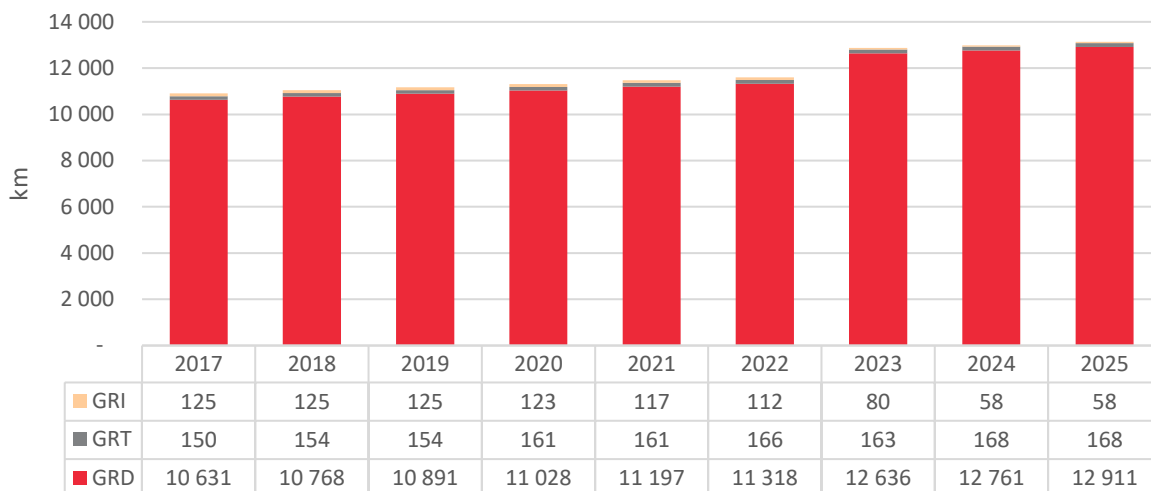


Figure 22 – Évolution de la longueur des tracés par type de gestionnaire en km

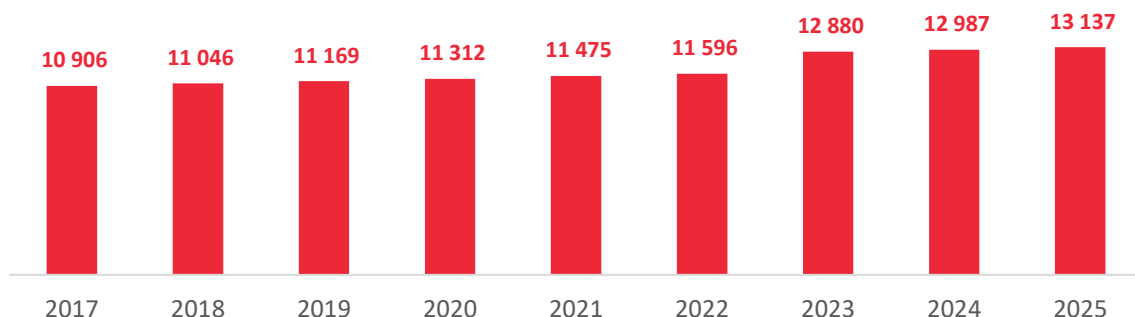


Figure 23 - Évolution de la longueur totale des tracés

En 2025, le réseau de distribution représente 98,28 % du réseau total, dont la longueur atteint 12 911 km. En 2023, une augmentation significative par rapport à 2022 a été observée, expliquée par les opérateurs comme étant le résultat d'une optimisation de leurs outils de mesure. De manière générale, on observe une croissance régulière depuis 2017.



4.2. La longueur des tracés aériens et souterrains par niveau de tension

Niveau de tension	BT basse tension	MT moyenne tension	HT haute tension	THT très haute tension
	< 1 kV	1-35 kV	35-110 kV	> 110 kV
Type de réseau	Réseau de distribution	Réseau de distribution	Réseau de distribution et industriel	Réseau de transport et industriel
Type de clients raccordés	Clients résidentiels et professionnels	Clients résidentiels et professionnels	Clients industriels	Clients industriels

Tableau 4 - Définitions de niveaux de tension

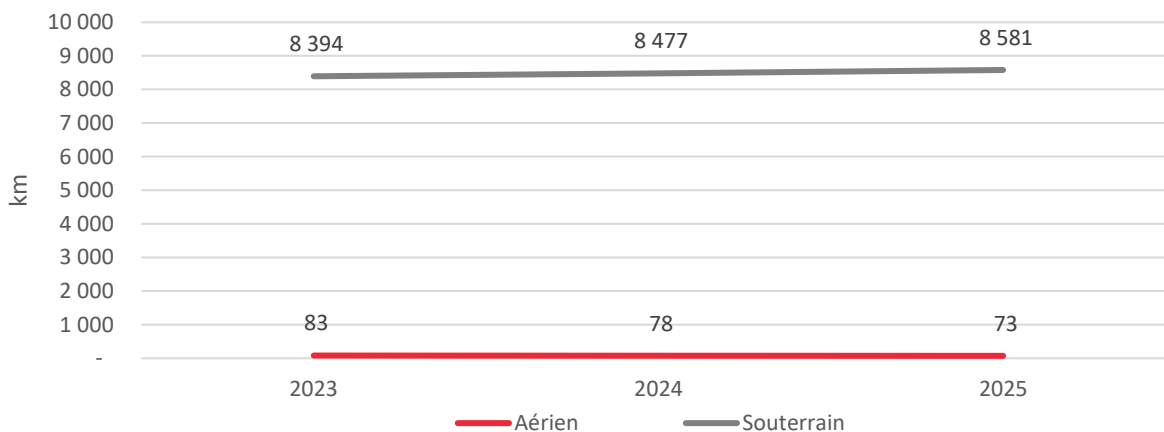


Figure 24 – Évolution de la longueur des tracés BT en km

Depuis 2023, on observe une légère augmentation de la longueur du réseau basse tension souterrain, parallèlement à une diminution de celle du réseau basse tension aérien.

En 2025, le réseau souterrain ne représentait que 0,9 % de la longueur totale du réseau basse tension.



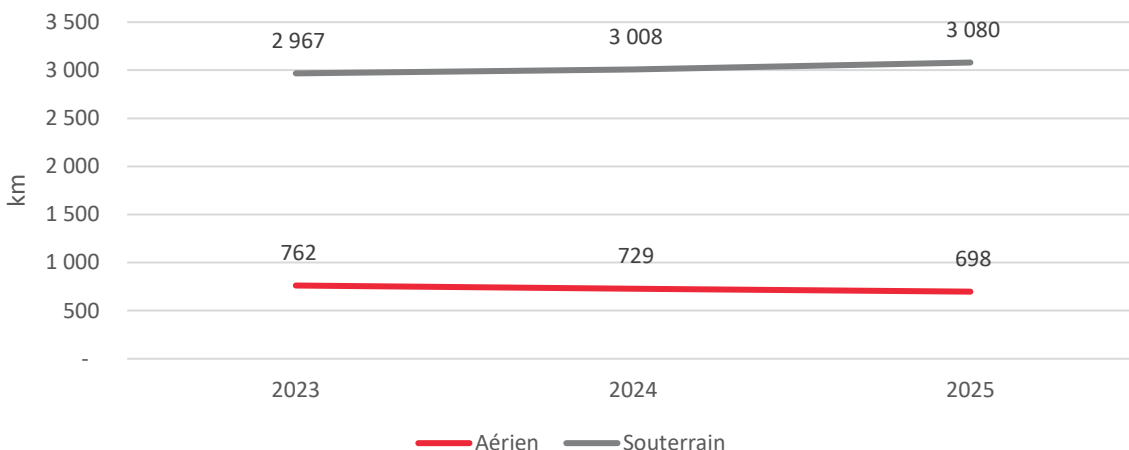


Figure 25 - Évolution de la longueur des tracés MT en km

Depuis 2023, la longueur du réseau moyenne tension souterrain connaît une légère augmentation, tandis que celle du réseau moyenne tension aérien diminue.

En 2025, le réseau souterrain représente 81,52 % de la longueur totale du réseau moyenne tension.

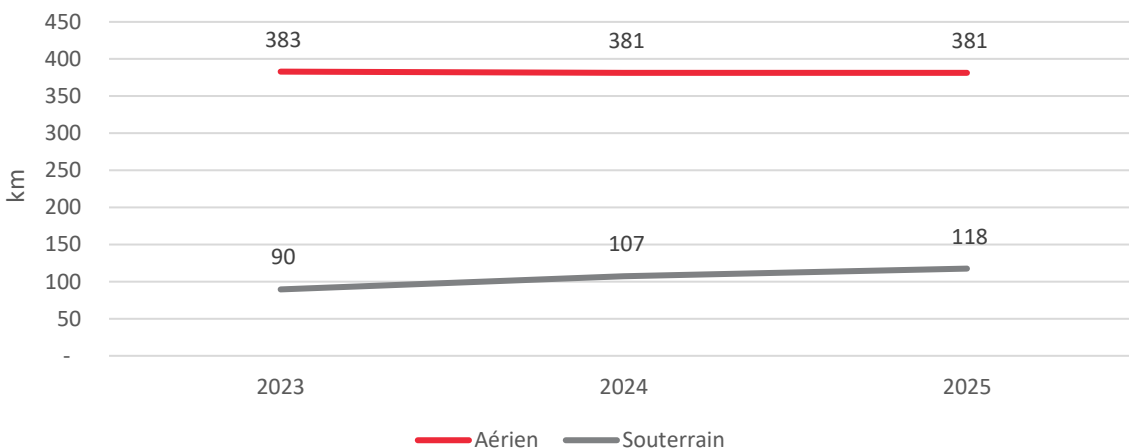


Figure 26 - Évolution de la longueur des tracés HT en km

Depuis 2023, on observe une légère augmentation de la longueur du réseau haute tension souterrain. La longueur du réseau haute tension aérien reste presque stable.

En 2025, le réseau souterrain ne représentait que 23,6% de la longueur totale du réseau haute tension.



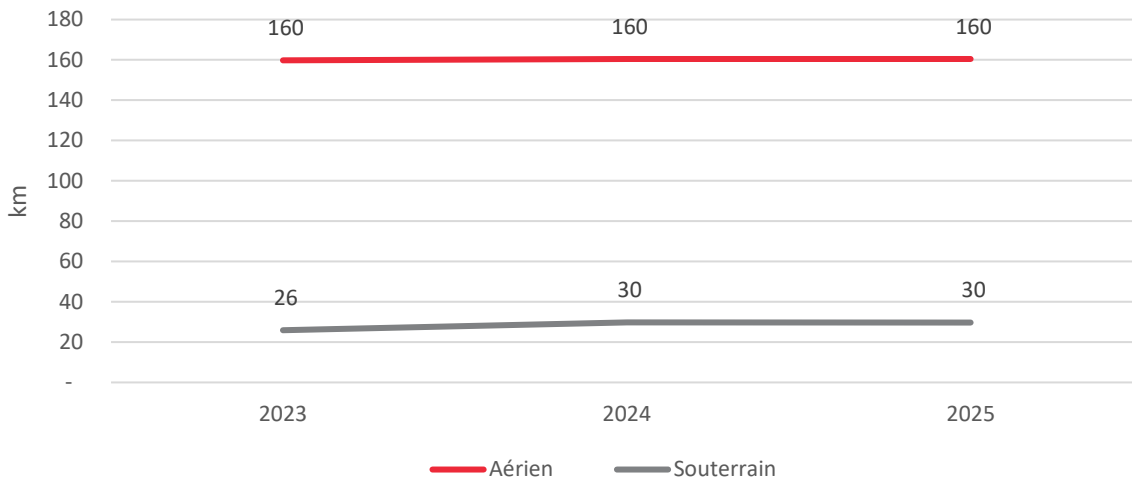


Figure 27 - Évolution de la longueur des tracés THT en km

Depuis 2023, la longueur des réseaux de très haute tension, qu'ils soient aériens ou souterrains, est restée quasiment stable.

En 2025, le réseau souterrain représentait seulement 15,8 % de la longueur totale du réseau de très haute tension, soit 30 km.

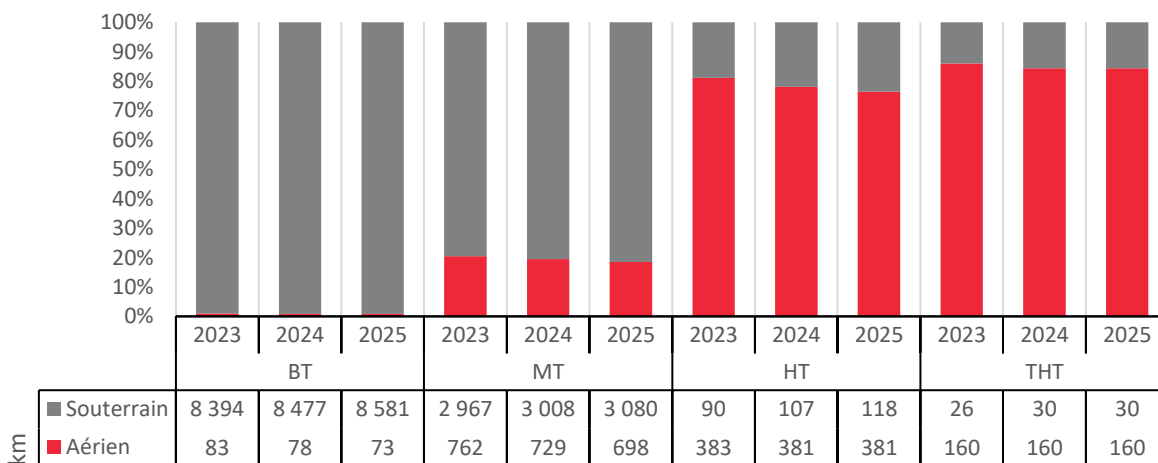


Figure 28 - Évolution de la longueur en km des tracés souterrains et aériens en %

De manière générale, au Luxembourg, les réseaux basse tension sont presque entièrement souterrains, les réseaux moyenne tension sont majoritairement souterrains, tandis que la grande majorité des réseaux haute et très haute tension reste aérienne.

Toutefois, les données indiquent une évolution continue de la mise en souterrain des tracés de haute tension.



4.3. Nombre total de raccordements

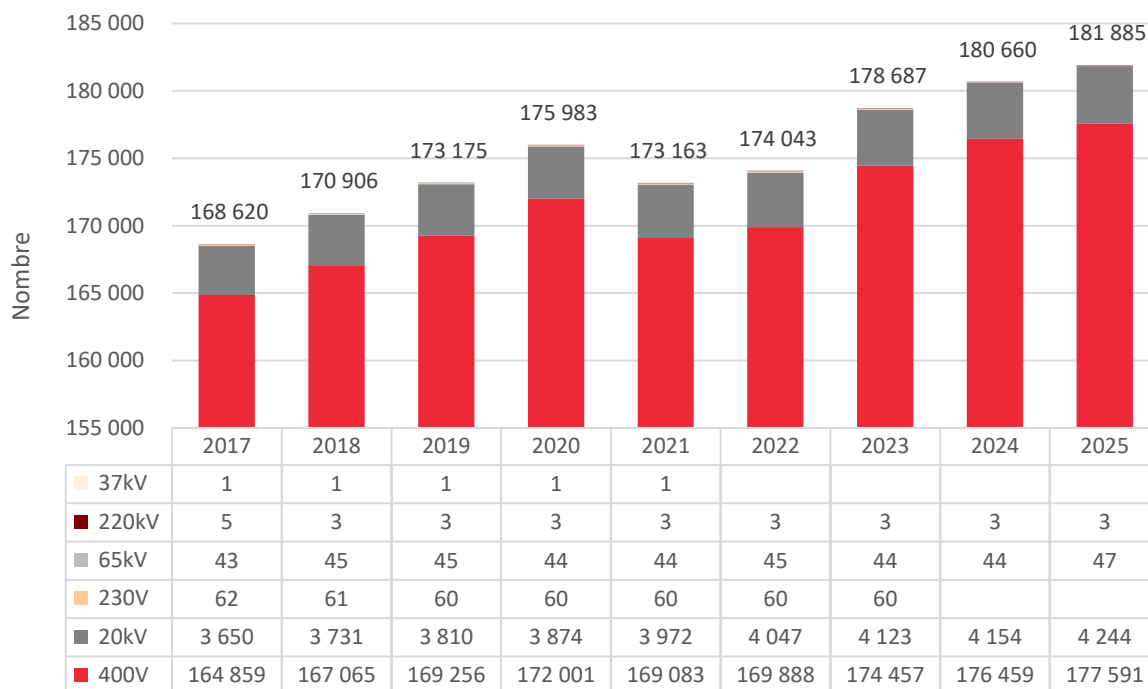


Figure 29 – Évolution du nombre de raccordements par niveau de tension

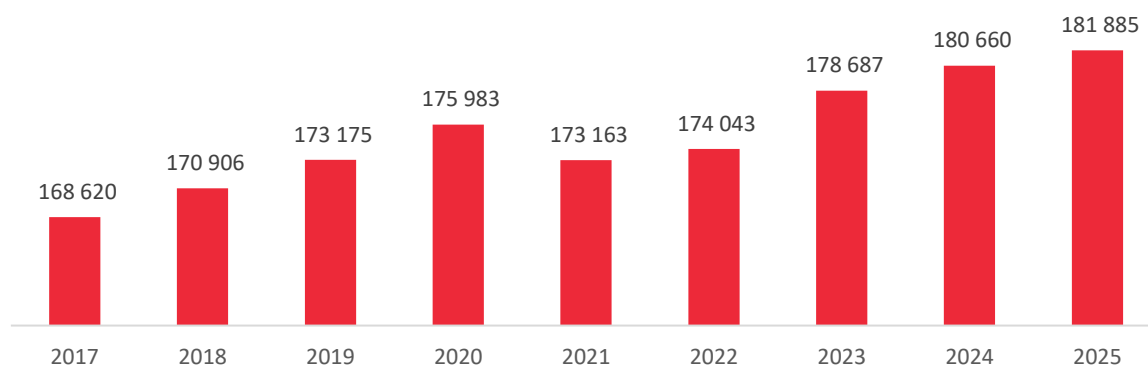


Figure 30 - Évolution du nombre total de raccordements

Le nombre de raccordements connaît une augmentation régulière mais peu soutenue depuis 2017. La grande majorité des raccordements, soit environ 97,6 %, sont des raccordements 400 V.



4.4. Nombre de points de fourniture d'injection d'électricité

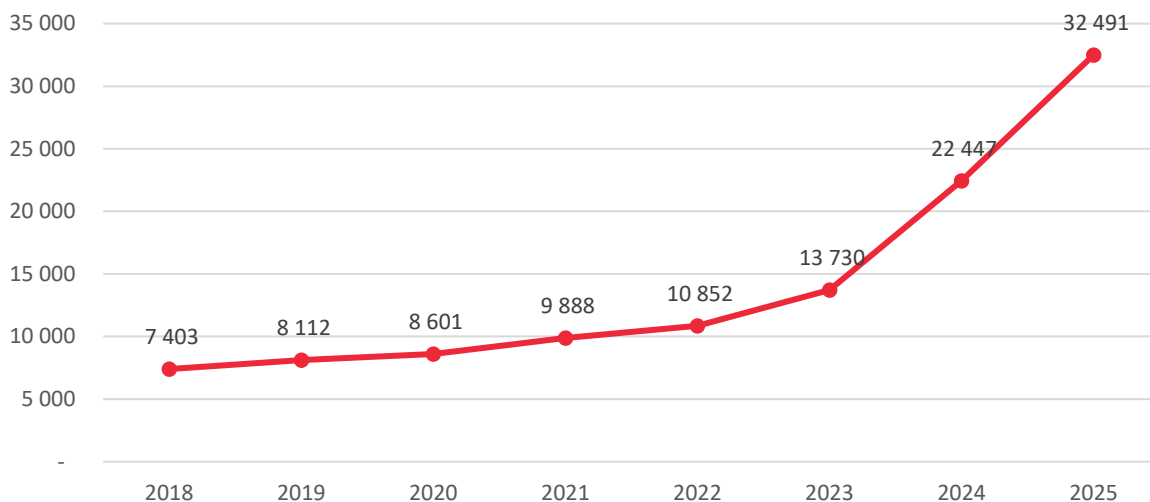


Figure 31 – Évolution du nombre de points d'injection

Le nombre de points d'injection augmente régulièrement entre 2018 et 2022, avec une hausse plus marquée en 2023. Depuis 2024, cette progression s'accélère. Entre 2023 et 2025, le nombre de points d'injection est passé de 13 730 à 32 491, soit une augmentation de 136,6 %. Cette croissance s'explique principalement par le développement important des raccordements d'installations photovoltaïques.



5. Les parts de marché par type de clients

5.1. Les clients résidentiels

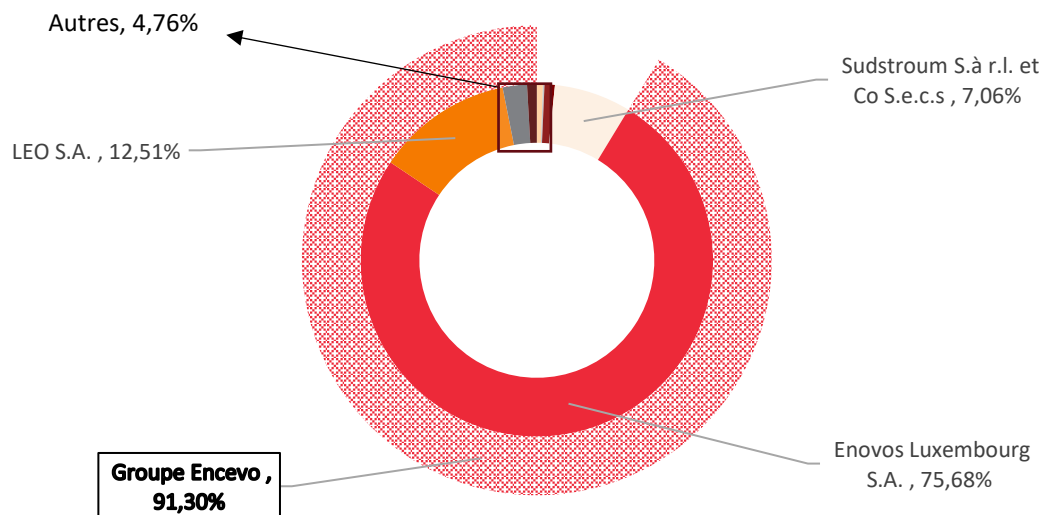


Figure 32 - Les parts du marché du volume fourni aux clients résidentiels¹⁰

En 2025, 91,30 % de l'électricité fournie aux clients résidentiels provient du groupe Encevo et 75,68 % sont assurés par Enovos, principale société du groupe.

¹⁰ Les fournisseurs classés sous la catégorie « Autres » sont ceux qui ne sont pas nommément affichés dans le graphique. Dans ce graphique : EnergyRevolt S.C., Fournisseur par défaut, SUDenergie S.A, NordENERGIE S.A et Steinergy S.A.



5.2. Les clients non-résidentiels < 2GWh/an

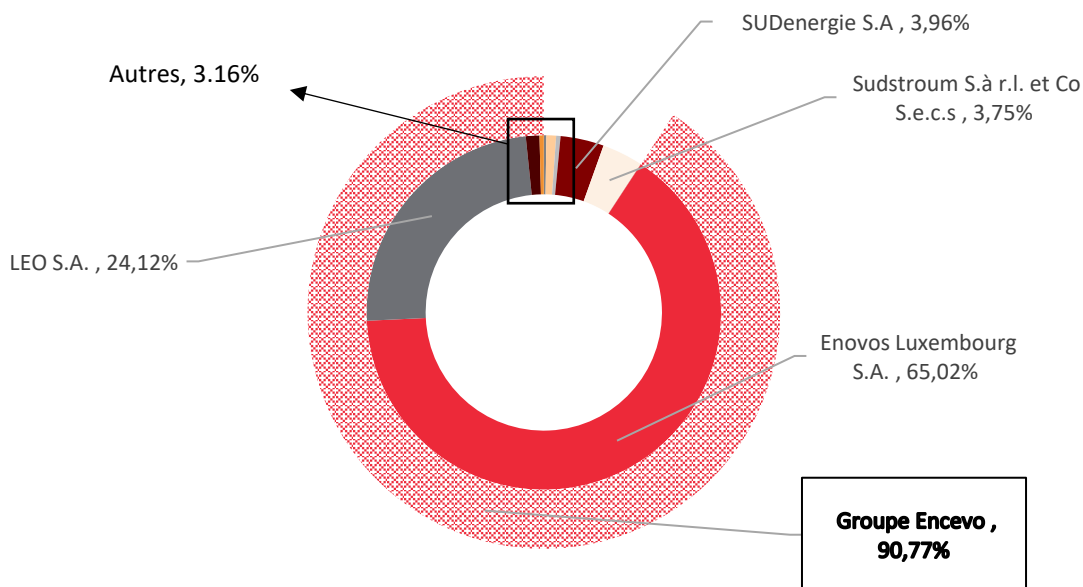


Figure 33 - Les parts du marché du volume fourni aux clients non-résidentiels < 2 GWh/an¹¹

En 2025, 90,77 % de l'électricité fournie aux clients non-résidentiels consommant moins de 2 GWh par an provient du groupe Encevo. Sur ce volume Enovos assure 65,02 % et Leo 24,12 %.

Hoffmann Frères Energie et Bois s.à.r.l. réalise en 2024 8,62 % de la consommation dans cette catégorie de clients. Hoffmann Frères et Bois a arrêté ses activités de fourniture d'électricité fin 2024, celles-ci sont reprises par Enovos.

¹¹ Les fournisseurs repris dans la catégorie « Autres » et pas nommément affichés dans le graphique sont : EnergyRevolt S.C., Fournisseur par défaut, NordENERGIE S.A, Verbund Energy4Business GmbH, et Steinergy S.A.



5.3. Les clients non-résidentiels ≥ 2 GWh/an

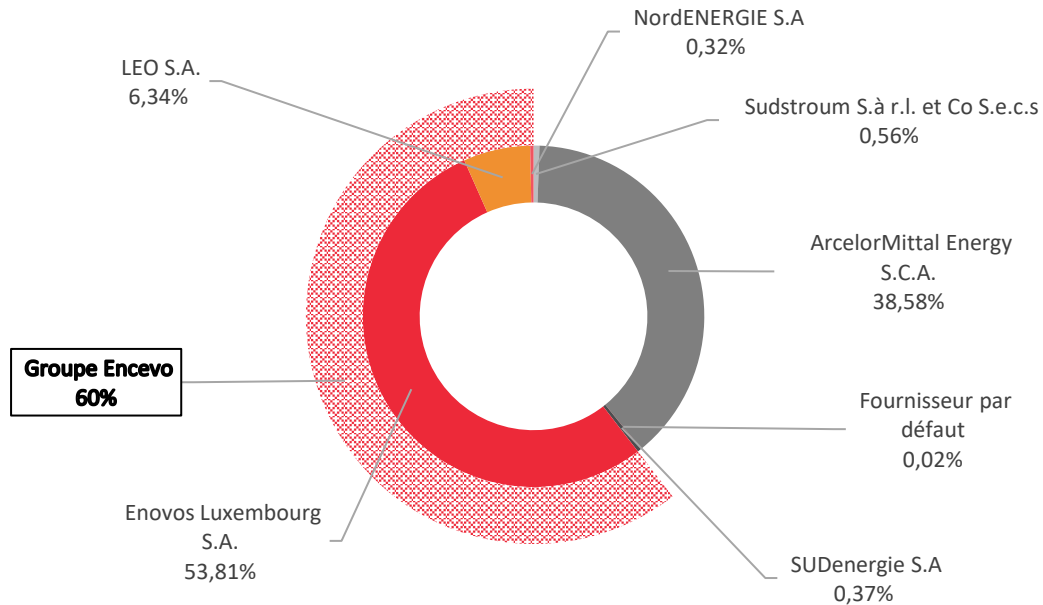


Figure 34 - Les parts du marché du volume fourni aux clients non-résidentiels ≥ 2 GWh/an¹²

En 2025, 60 % de l'électricité destinée aux clients non-résidentiels avec une consommation annuelle supérieure à 2 GWh est fournie par le groupe Encevo. Enovos en assure la majeure partie avec 53,81 % du volume fourni, tandis que Leo réalise 6,34 %.

ArcelorMittal Energy est un acteur important sur ce segment, en fournissant 38,58 % de l'électricité consommée par les clients industriels.

¹² Les fournisseurs repris dans la catégorie « Autres » et pas nommément affichés dans le graphique sont : Fournisseur par défaut, NordENERGIE S.A, Verbund Energy4Business GmbH





6. L'importation et l'exportation d'électricité

6.1. Importation

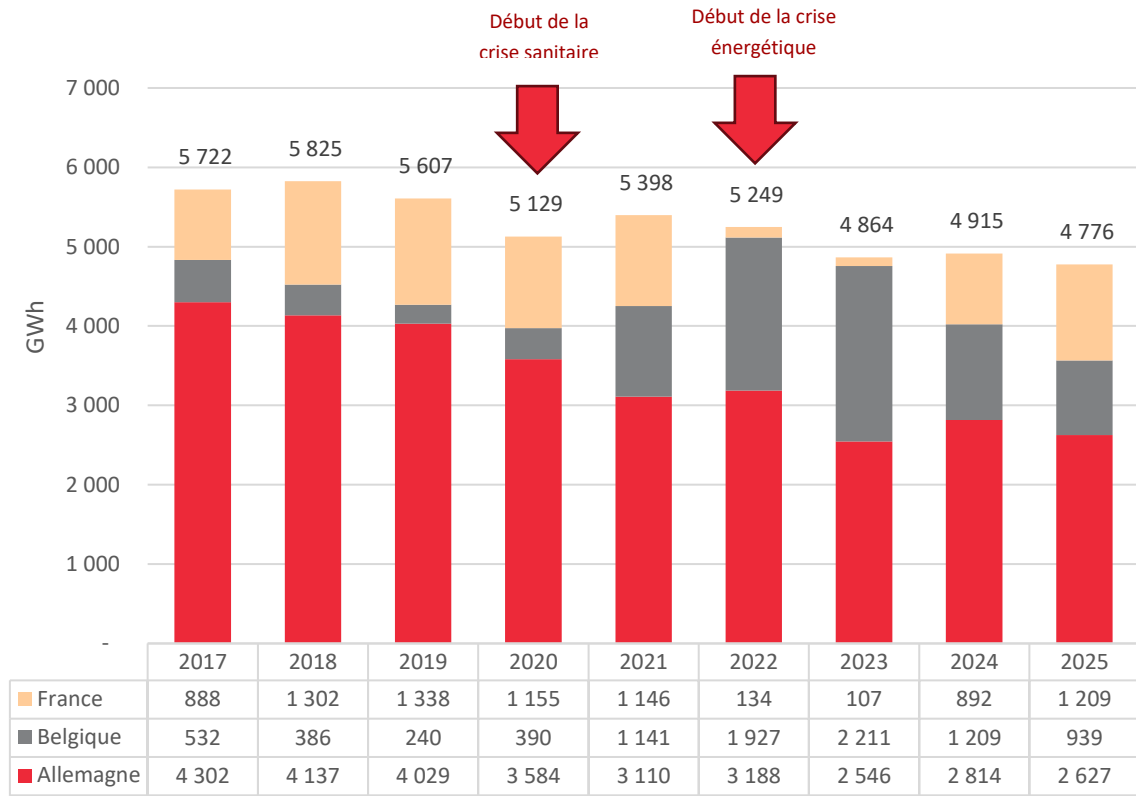


Figure 35 - Évolution du volume importé par pays en GWh

Historiquement, l'Allemagne constitue la principale source d'importation d'électricité pour le Luxembourg, avec une part atteignant 75 % du volume total importé en 2017. Cependant, cette proportion est en recul régulier au fil des années, puisque les importations en provenance de la Belgique connaissent une progression notable jusqu'à 2023. Celles-ci représentaient seulement 9,2 % du volume total en 2017, mais ont atteint un pic de 45,5 % en 2023, reflétant un choix d'achat en fonction des prix de gros disponibles sur les marchés, des capacités des interconnexions disponibles et des décisions d'ajustement des flux réels pour assurer la sécurité d'approvisionnement. En termes de volume, les importations totales ont atteint un pic en 2018, avant d'enregistrer un déclin progressif, atteignant leur niveau le plus bas en 2023. La crise sanitaire de 2020 avait également entraîné une baisse significative des importations. Par la suite, la hausse des prix de gros durant la crise énergétique a



intensifié la baisse d'importation, qui va de pair avec l'augmentation de la production totale nationale brute.



6.2. Exportation

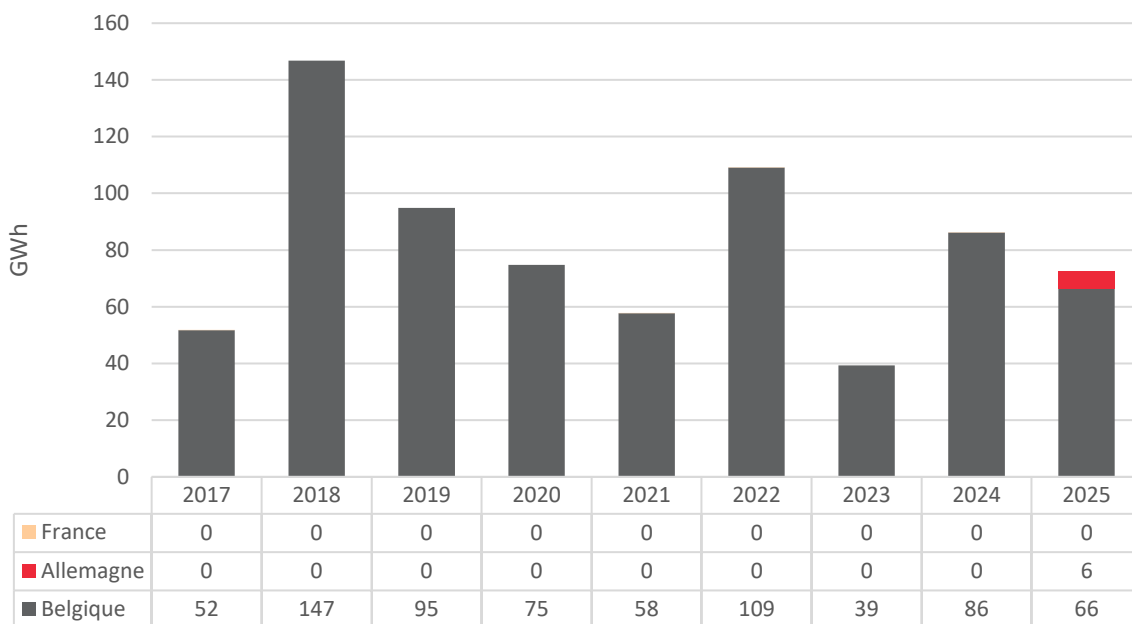


Figure 36 - Évolution du volume exporté par pays en GWh

Le Luxembourg est un importateur net d'électricité. Le volume d'électricité exporté demeure très faible comparé à celui importé. En 2025, Il importe environ 66 fois plus d'électricité qu'il n'en exporte. Cette situation résulte principalement, comme pour les importations, de l'ajustement régulier en fonction des prix sur les marchés de gros, des capacités disponibles d'interconnexions et des décisions d'ajustement des flux, prises en temps réel, notamment pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

Avant 2025, toutes les exportations se faisaient vers la Belgique. Cependant, en 2025, pour la première fois, une exportation vers l'Allemagne a eu lieu, à hauteur de seulement 6 GWh, sur une seule journée.





7. Le taux de changement de fournisseurs

Les taux de changement en pourcentage correspondent au nombre/volume de changements divisé par le nombre/volume total de clients pour chaque type de client.

Depuis le 1^{er} janvier 2025, Hoffmann Frères Énergie et Bois a cessé toutes ses activités en tant que fournisseur. Dans cette rubrique, pour les valeurs de l'année 2025, le nombre de changements de Hoffmann Frères Énergie et Bois vers un autre fournisseur n'est donc pas pris en compte.

7.1 Clients résidentiels

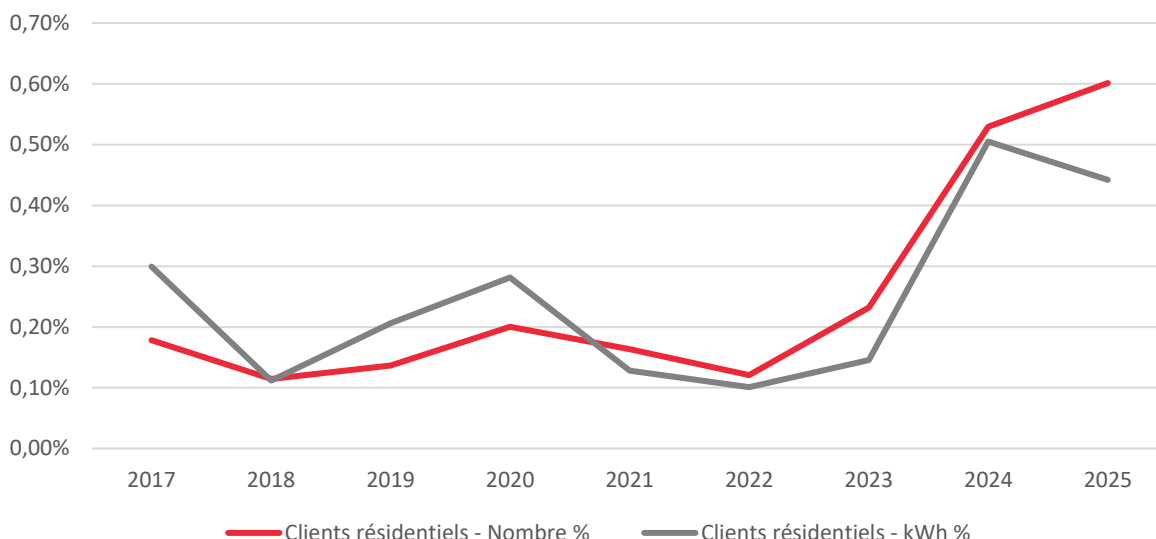


Figure 37 - Évolution du taux de changement annuel des clients résidentiels

Entre 2017 et 2023, les taux de changement de fournisseur parmi les clients résidentiels sont restés relativement stables, oscillant entre 0,10 % et 0,30 %. En 2024, une première hausse significative est observée. En 2025, le taux de changement de fournisseur atteint un pic de 0,60 % en termes de nombre de clients, cependant le taux de changement de fournisseur en termes de volume retombe.

En 2025, 1 736 clients résidentiels changent de fournisseurs, contre seulement 1 512 en 2024.

Cette évolution peut s'expliquer par l'arrivée récente de nouveaux acteurs sur le marché, tels que SudEnergie et EnergyRevolt, qui ont réussi à acquérir des clients auprès de fournisseurs



existants. Elle reflète également un renforcement du dynamisme tarifaire, et ceci même dans un contexte de tensions liées à la crise énergétique.



7.2 Clients non-résidentiels < 2GWh/an

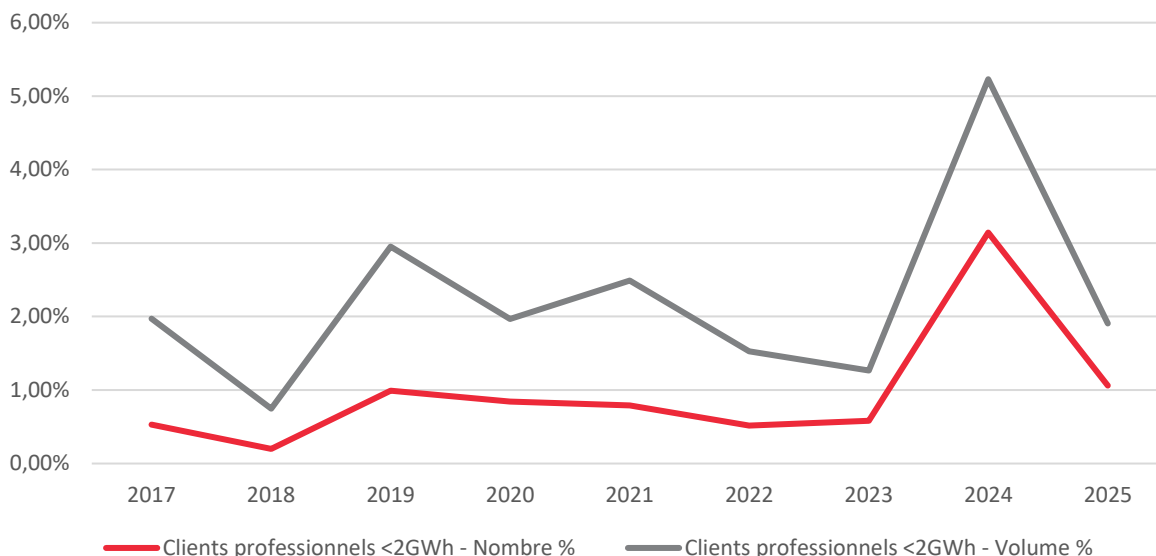


Figure 38 - Évolution du taux de changement annuel des clients non-résidentiels avec une consommation < 2 GWh/an

Pour les clients non-résidentiels consommant moins de 2 GWh par an, l'Institut observe une tendance similaire à celle des clients résidentiels. Entre 2017 et 2023, les taux de changement de fournisseur sont restés relativement stables, oscillant entre 0,1 % et 1 % en nombre de clients, et entre 1 % et 3 % en volume correspondant.

En 2024, le taux de changement de fournisseur atteint un pic de 3,14 % en termes de nombre de clients et de 5,26% en termes de volume.

En 2025, le taux de changement de fournisseur en termes de nombre de clients et en termes de volume retombe à 1,06% respectivement à 1,91%.



7.3 Clients non-résidentiels > 2GWh/an

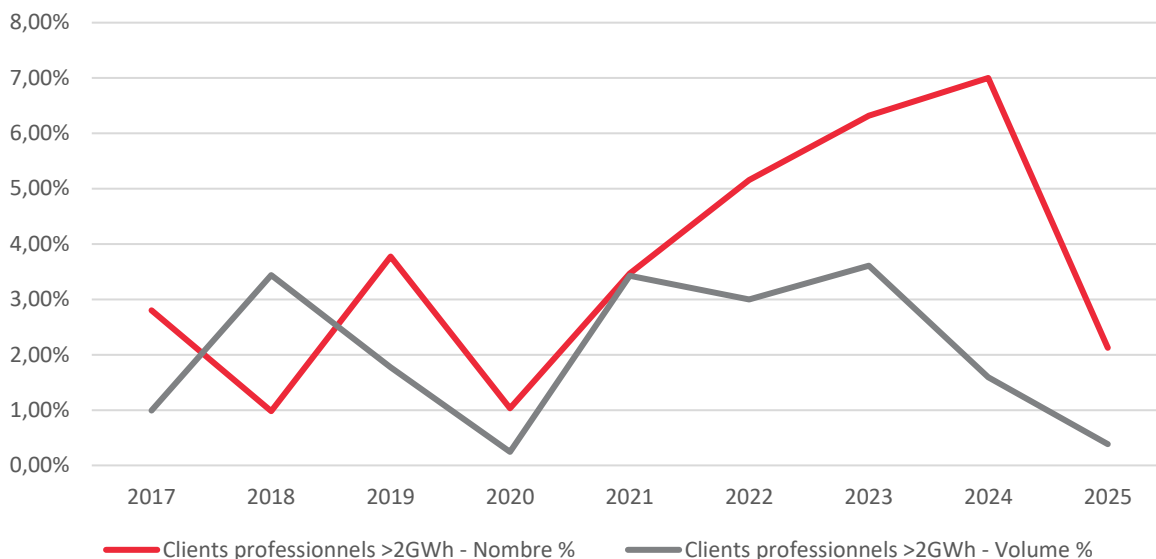


Figure 39 - Évolution du taux de changement annuel des clients non-résidentiels avec une consommation > 2 GWh/an

Le taux de changement de fournisseur chez les clients non-résidentiels ayant une consommation annuelle supérieure à 2 GWh se révèle plus volatile que pour les autres catégories de clients.

Cette situation s'explique en grande partie par le nombre restreint de clients dans ce segment, avec seulement 188 clients recensés en 2025. Ainsi, le changement de fournisseur par un seul client peut entraîner un impact significatif sur le taux global.

En termes de volume, ce taux a fluctué entre 0,1 % et 4 % depuis 2017. Concernant le nombre de clients changeant de fournisseurs, une nette augmentation a été observée depuis 2020, passant de 1 % à un pic de 7 % en 2024.

En 2025, le taux de changement de fournisseur en termes de nombre de clients et en termes de volume retombe à 2,13% respectivement à 0,39%.



8. Les clients et types de facturation

8.1 Défaillances de paiement des clients résidentiels

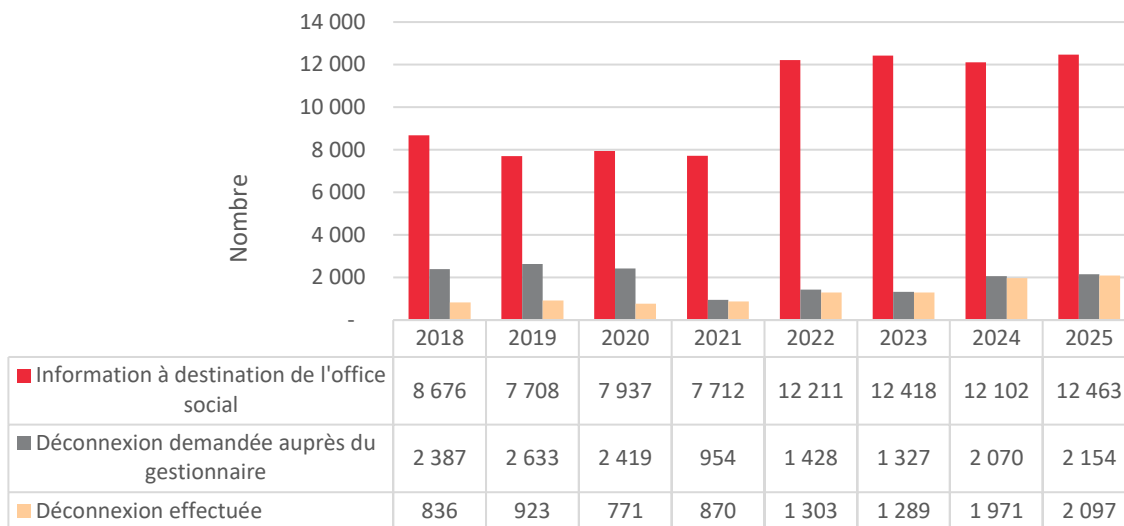


Figure 40 - Évolution des défaillances de paiement par type

Depuis la crise énergétique de 2022, le nombre de défaillances de paiement chez les clients résidentiels a fortement augmenté, entraînant une hausse notable des signalements aux offices sociaux. En 2021, ces derniers avaient été contactés à 7 712 reprises, contre 12 463 en 2025, soit une croissance de près de 61,6 %.

Le nombre de déconnexions a également connu une hausse avec l'augmentation des prix de l'électricité, passant de 870 en 2021 à 2 097 déconnexions en 2025.

Il faut noter qu'une déconnexion par le gestionnaire est devenue plus simple depuis l'introduction des compteurs intelligents.



8.2 Les contrats et la facturation

8.2.1 Type de contrats des clients résidentiels

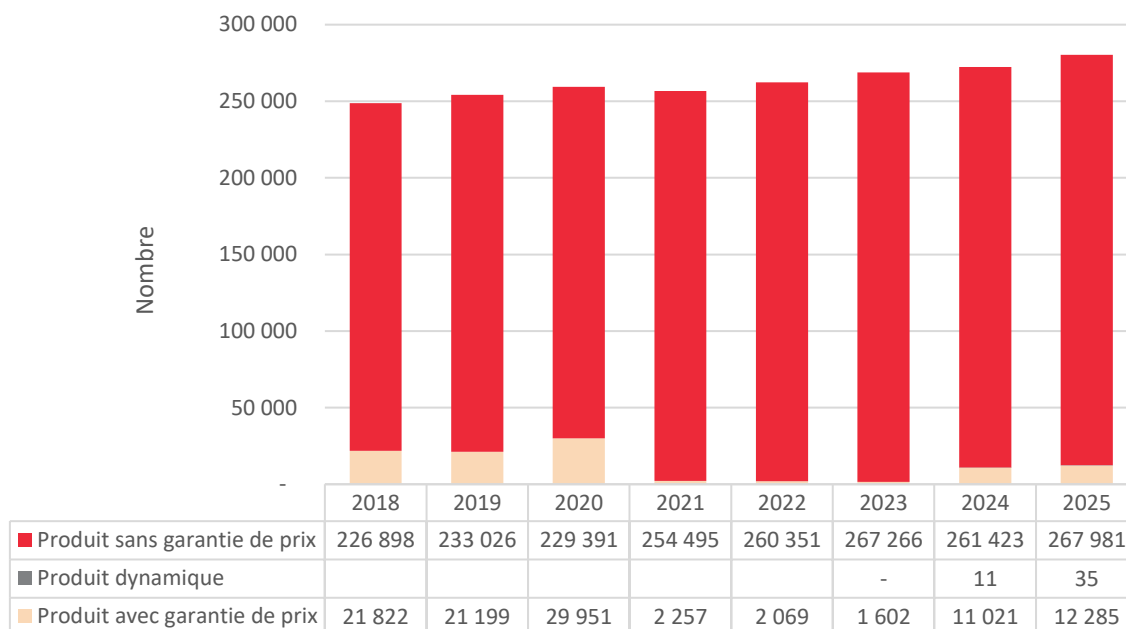


Figure 41 - Évolution des types de contrats

La grande majorité des clients résidentiels dispose d'un contrat sans garantie de prix, avec un taux 95,6 % des clients en 2025. Après une quasi-disparition en 2021, le nombre de clients disposant d'un produit avec garantie de prix enregistre une première, mais très légère, hausse en 2024. Ce type de produit n'était plus proposé les années précédentes. En 2025, ce nombre reste relativement stable. Depuis 2024 l'Institut constate aussi l'apparition de produits dynamiques au Luxembourg.



8.2.2 Types de facturation

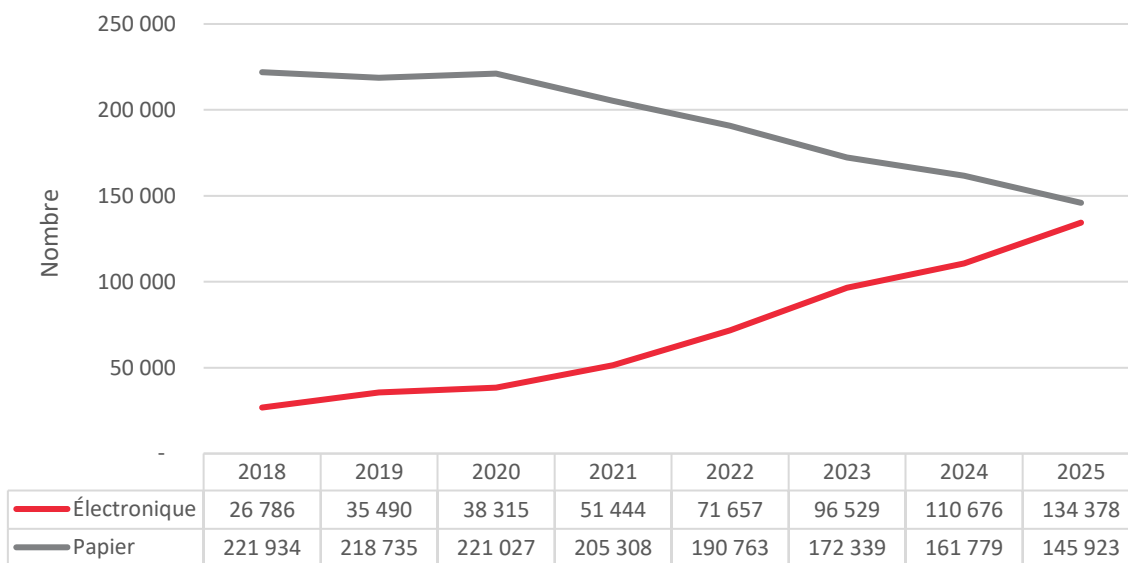


Figure 42 - Évolution du nombre de facturations par type

Depuis 2018, le nombre de clients recevant des factures papier a connu une diminution significative, passant de 221 934 à 145 923 en 2025.

En revanche, le nombre de factures électroniques a fortement augmenté, passant de 26 786 à 134 378 en 2025.

Cette évolution se reflète dans une augmentation de la part des factures électroniques, passant de 10,7 % du total des factures en 2018 à 47,94 % en 2024.





9. L'infrastructure de recharge

9.1 Définitions de l'infrastructure de recharge publique et privée

- **Privé** : Maison privée, parking dans des résidences privées, parking d'entreprise avec accès privé
- **Public** : Parkings publics pour clients (stations-service, centres commerciaux, etc.), parkings publics (zones de stationnement, garages, stationnement dans la rue, etc.)

9.2 Les points de recharge

Les points de charge sont catégorisés en fonction de la puissance maximale possible. Si une borne de recharge dispose de plusieurs points de charge, et qui partagent la puissance lorsque plusieurs véhicules sont en cours de charge simultanément, il faut indiquer pour les points de recharge la puissance maximale comme étant celle disponible lorsqu'une seule voiture est en charge.

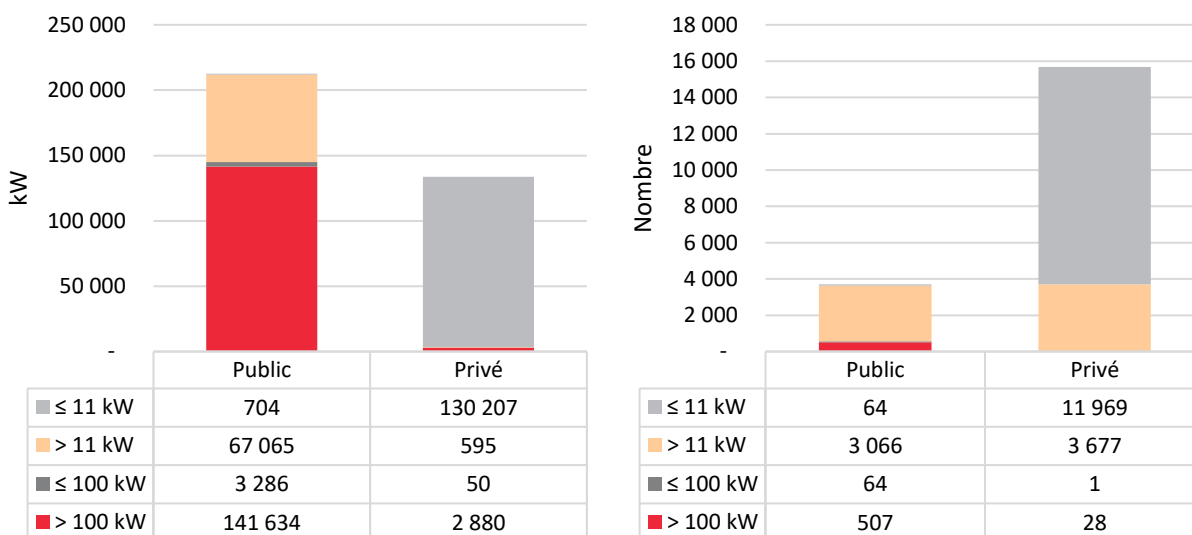


Figure 43 - Le nombre de points de recharge et leur puissance installée en kW au 31.12.2025



9.3 Les stations de recharge

Une station de recharge de véhicules est une infrastructure équipée d'une ou plusieurs bornes de recharge permettant la recharge des véhicules électriques. La borne comporte au minimum un point de charge, matérialisé par un socle de prise. Le nombre de stations de recharge correspond au nombre de raccordements de stations de recharge au réseau de distribution d'électricité.

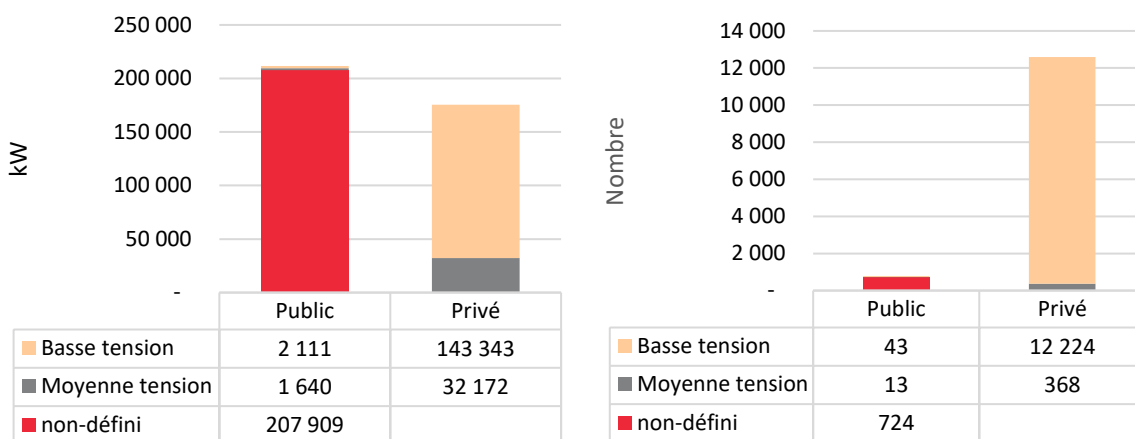


Figure 44 - Le nombre de stations de recharge leur puissance installée en kW au 31.12.2025

Les gestionnaires de réseau ne font pas la distinction, pour la quasi-totalité des données de l'année 2025, les stations de recharge publiques raccordées en BT de celles raccordées en MT. Elles sont donc regroupées dans la catégorie « non défini ».



10. Les installations de stockage

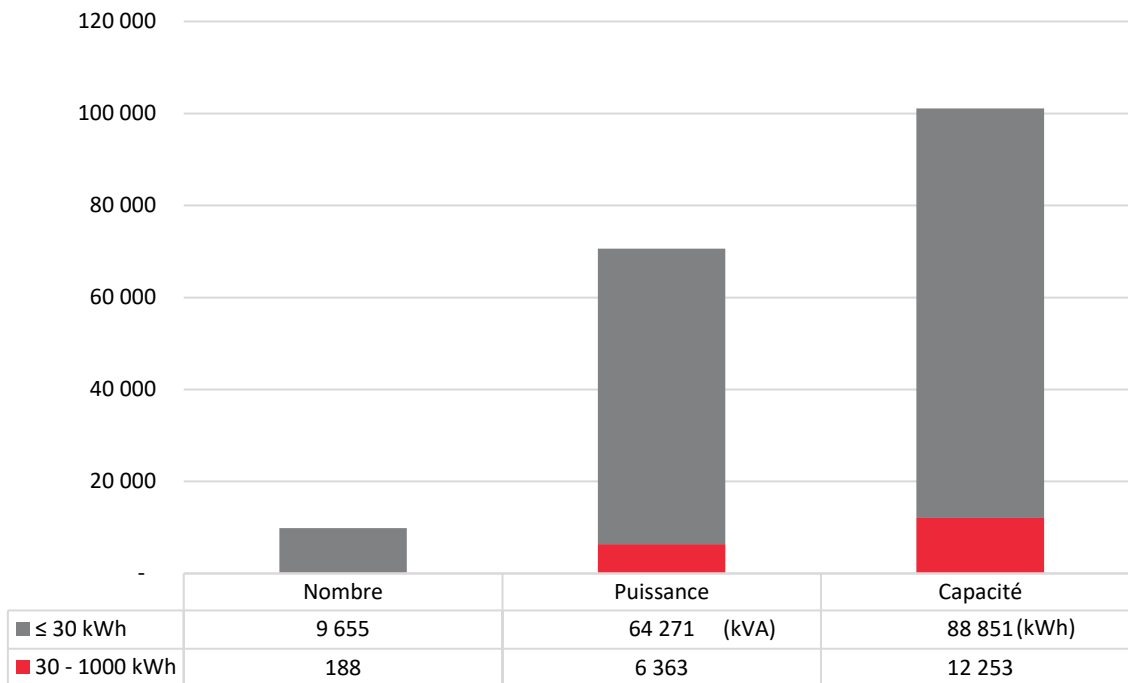


Figure 45 - Le nombre total, la puissance totale installée en kVA et la capacité totale en kWh des installations de stockage le 31.12.2025

En 2025, au Luxembourg, 9 655 batteries d'une capacité inférieure à 30 kWh et 188 batteries d'une capacité comprise entre 30 et 1 000 kWh ont été signalées aux gestionnaires de réseaux.

La puissance totale des batteries d'une capacité inférieure à 30 kWh est de 64 271 kVA, tandis que celle des batteries entre 30 et 1 000 kWh est de 6 363 kVA. La capacité totale des batteries d'une capacité inférieure à 30 kWh est de 88 851 kWh, et celle des batteries entre 30 et 1 000 kWh est de 12 253 kWh. Cela correspond à une capacité moyenne de 9,2 kWh pour les batteries inférieures à 30 kWh et de 65,18 kWh pour celles comprises entre 30 et 1 000 kWh. À ce jour, il n'existe pas encore de batteries dans le réseau luxembourgeois ayant une capacité supérieure à 1 000 kWh.





11. Les prix moyens de l'électricité par type de client¹³

11.1. Prix moyen – Tous les types de clients

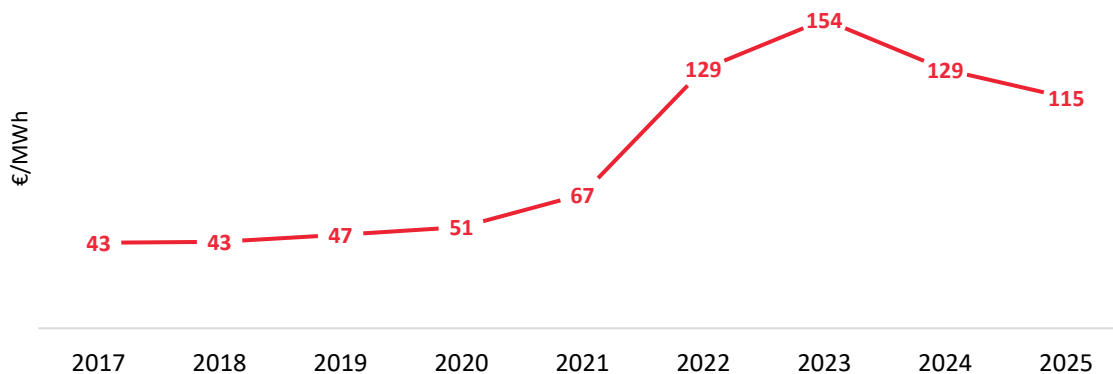


Figure 46 - Prix moyen de tous les types de clients de l'électricité par MWh

Ce graphique illustre l'évolution du prix moyen de la fourniture d'électricité, toutes catégories de clients confondues.

On observe une hausse marquée en 2022, avec une augmentation de 92,5 % par rapport à 2021, en lien avec la crise énergétique.

En 2023, le prix moyen poursuit sa progression, enregistrant une hausse supplémentaire de 19,4 % par rapport à 2022.

En 2024, les prix moyens refluent retrouvent un niveau comparable à celui de 2022. En 2025, le prix moyen retombe une nouvelle fois, à 115 euros.

¹³ Les prix moyens – c'est-à-dire les chiffres d'affaires liés à la fourniture d'électricité, exprimés en MWh – sont calculés hors coûts de réseau et hors taxes. Ils sont obtenus en divisant le chiffre d'affaires réalisé par les fournisseurs au titre de la fourniture d'électricité par les volumes totaux respectifs d'électricité vendus aux clients finals.



11.2. Prix moyen – Clients résidentiels

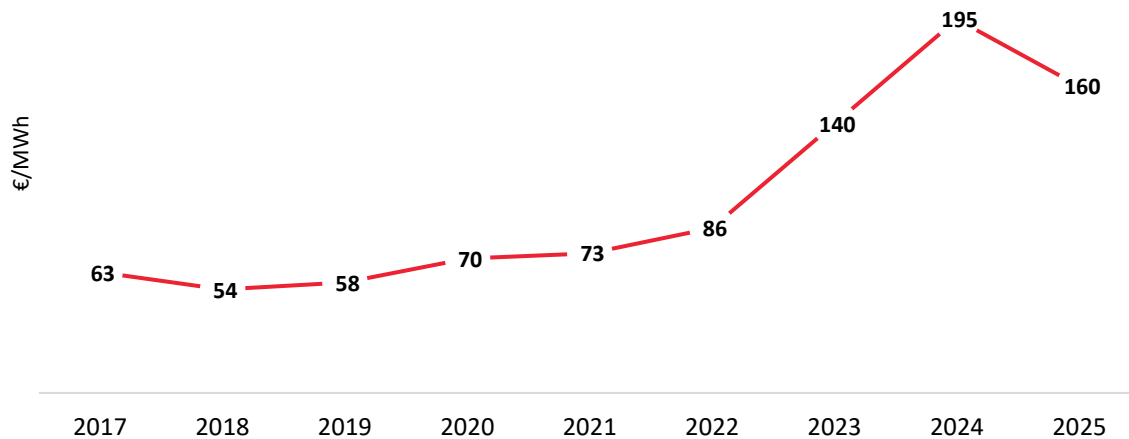


Figure 47 - Prix moyen de l'électricité par MWh pour les clients résidentiels

Ce graphique présente l'évolution du prix moyen de la fourniture d'électricité pour les clients résidentiels. Avant 2023, une tendance à la hausse progressive est constatée.

En 2024, les prix moyens sont supérieurs de 167 % par rapport à leur niveau antérieur à la crise énergétique. Il convient de noter que, durant cette crise, l'État met en place une aide destinée aux ménages dont la consommation annuelle est inférieure à 25 000 kWh. Cette mesure a pour effet de stabiliser le prix total effectivement payé par les clients résidentiels à partir de 2022.

En 2025, les prix moyens des clients résidentiels commencent à retomber, mais restent encore plus du double de leur niveau d'avant la crise énergétique.

Le chiffre d'affaires pris en compte pour le calcul du prix moyen présenté dans ce graphique se compose des montants effectivement facturés aux clients (prix affichés moins aides étatiques) et des montants des aides d'État versées aux fournisseurs.



11.3. Prix moyen – Clients non-résidentiels <2GWh

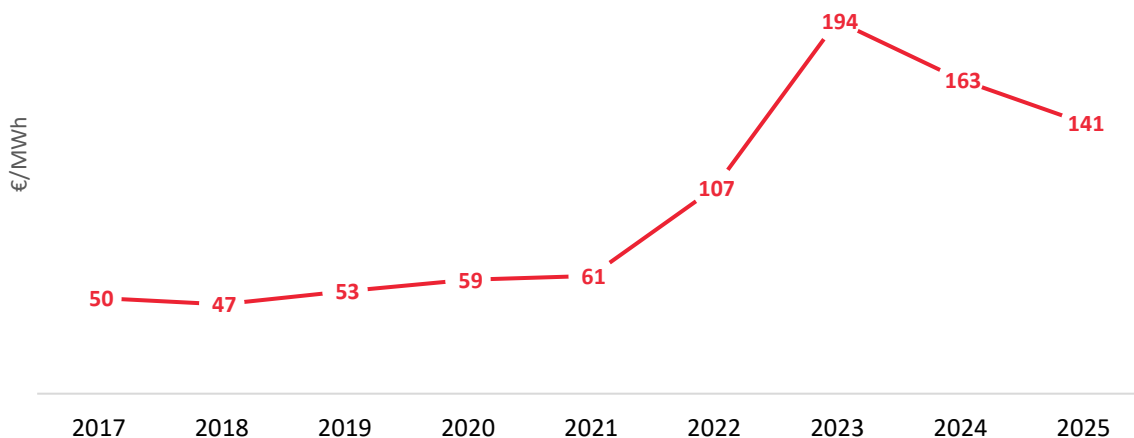


Figure 48 - Prix moyen de l'électricité par MWh pour les clients non-résidentiels < 2 GWh/an

Ce graphique illustre l'évolution du prix moyen de la fourniture d'électricité pour les clients non-résidentiels dont la consommation annuelle est inférieure à 2 GWh.

Une hausse significative est observée en 2022, avec une augmentation de 75,4 % par rapport à 2021, en lien avec la crise énergétique.

En 2023, la tendance à la hausse se poursuit, avec une augmentation supplémentaire de 81,3 % par rapport à 2022.

En 2024, les prix moyens commencent à reculer. En 2025, le prix moyen s'établit à 141 euros par MWh.



11.4. Prix moyen – Clients non-résidentiels >2GWh

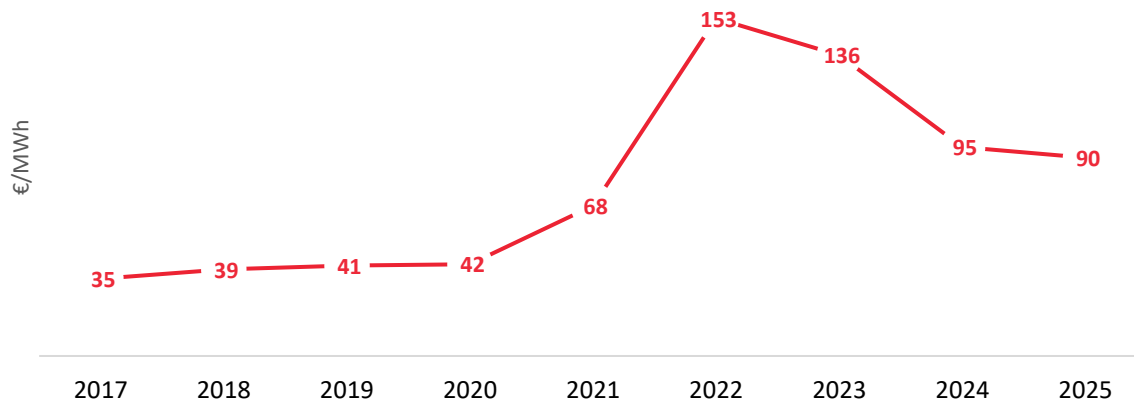


Figure 49 - Prix moyen de l'électricité par MWh pour les clients non-résidentiels > 2 GWh/an

Ce graphique présente l'évolution du prix moyen de la fourniture d'électricité pour les clients non-résidentiels dont la consommation annuelle est supérieure à 2 GWh.

Une hausse marquée est observée en 2022, avec une augmentation de 125 % par rapport à 2021, dans le contexte de la crise énergétique.

En 2023, la tendance s'inverse avec une baisse de 11,1 % par rapport à 2022. Il s'agit de la seule catégorie de clients ayant vu une diminution du prix moyen durant cette année.

Cette évolution pourrait s'expliquer par une plus grande flexibilité contractuelle, notamment via des contrats à terme plus courts, qui auraient permis de bénéficier plus rapidement de conditions tarifaires plus avantageuses. Il y a donc vraisemblablement une autre stratégie d'approvisionnement pour ce type de client.

En 2024, les prix moyens poursuivent leur repli, enregistrant une baisse supplémentaire de 30 %.

En 2025, le prix moyen tombe légèrement à 90 euros par MWh, soit une diminution de 5,3 % par rapport à 2024.





12. Le prix de fourniture intégrée de l'électricité pour le client résidentiel

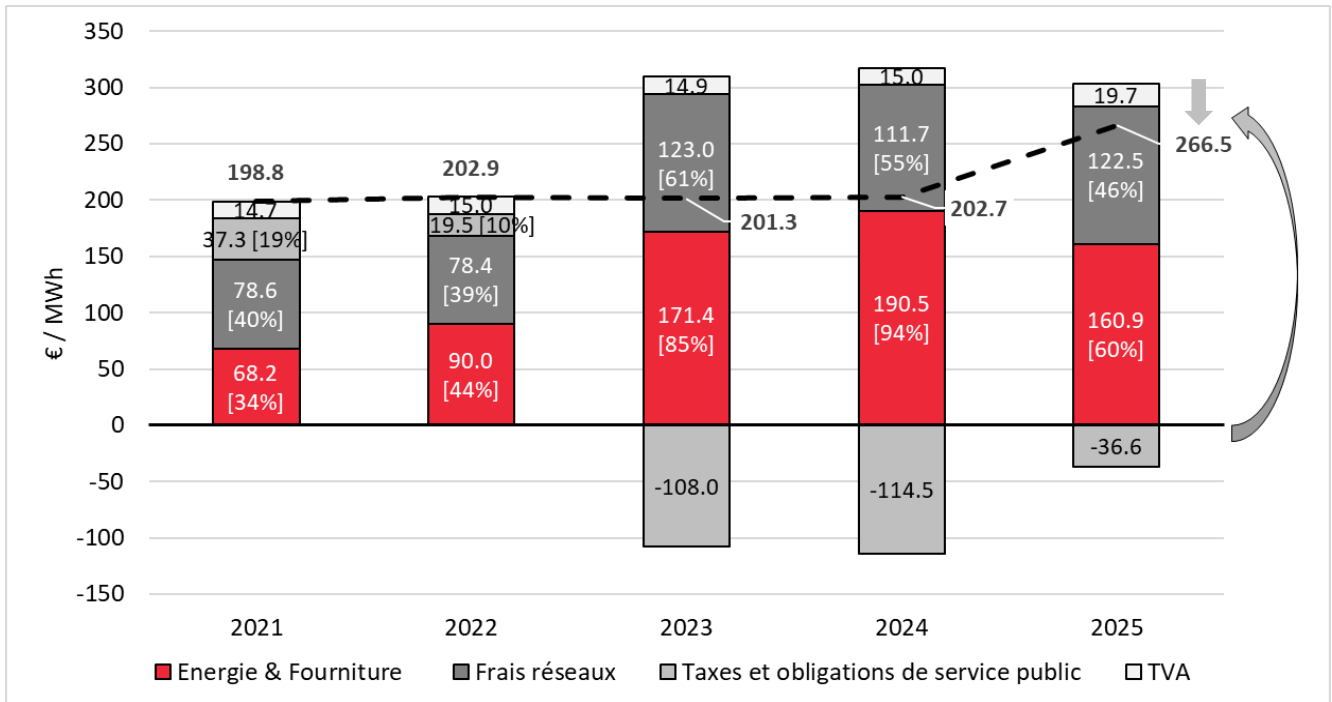


Figure 50 - Le prix de fourniture intégrée en EUR/MWh¹⁴

En 2025, le client résidentiel moyen¹⁵ a payé 266,5 €/MWh (c'est-à-dire 26,65 ct/kWh) pour la fourniture intégrée¹⁶ de l'électricité.

L'État a pris des mesures pour stabiliser le prix de l'électricité des ménages depuis 2022. Ainsi, la loi du 23 décembre 2022 introduit la possibilité d'une contribution négative dans le cadre du mécanisme de compensation pour tous les consommateurs d'électricité avec une consommation inférieure à 25.000 kWh, afin de maintenir les prix stables pour les clients concernés.

¹⁴ Source : Eurostat

¹⁵ Client-type DC tel que défini par Eurostat :

https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_pc_204_sims.htm

¹⁶ La fourniture intégrée comprend, en plus de l'approvisionnement en énergie, toutes les autres prestations nécessaires à l'acheminement de l'énergie jusqu'au point de fourniture du client, notamment les prestations concernant l'accès aux réseaux et les taxes.





13. Le produit le plus demandé¹⁷

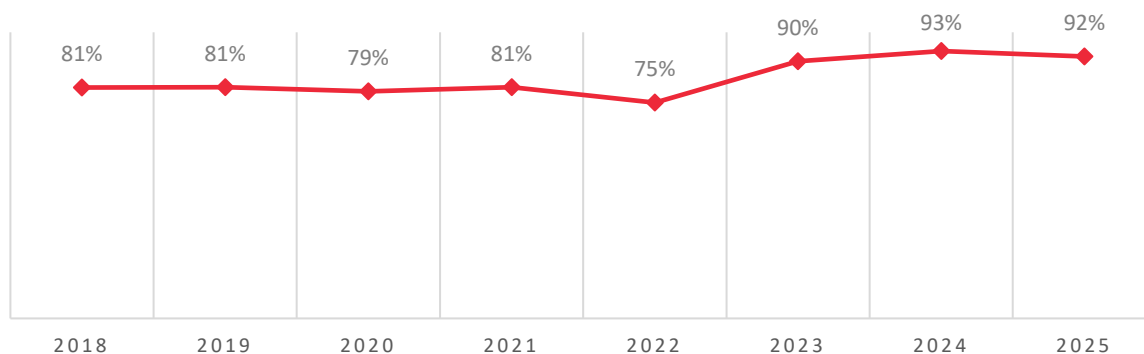


Figure 51 - Part des clients ayant choisi le produit principal de leur fournisseur d'électricité

Ce graphique illustre la part des clients ayant opté pour le produit principal proposé par leur fournisseur.

Entre 2018 et 2021, environ 80 % des clients résidentiels ont choisi ce produit.

En 2022, cette proportion a diminué, atteignant 75 %.

À partir de 2023, la tendance s'est inversée et plus de 90 % des clients ont de nouveau opté pour le produit standard, dépassant ainsi les niveaux observés avant 2022.

¹⁷ Moyenne sur l'ensemble des fournisseurs de clients résidentiels



14. Le marché de gros

14.1. Types de contrats d'approvisionnement¹⁸

14.1.1. Clients résidentiels

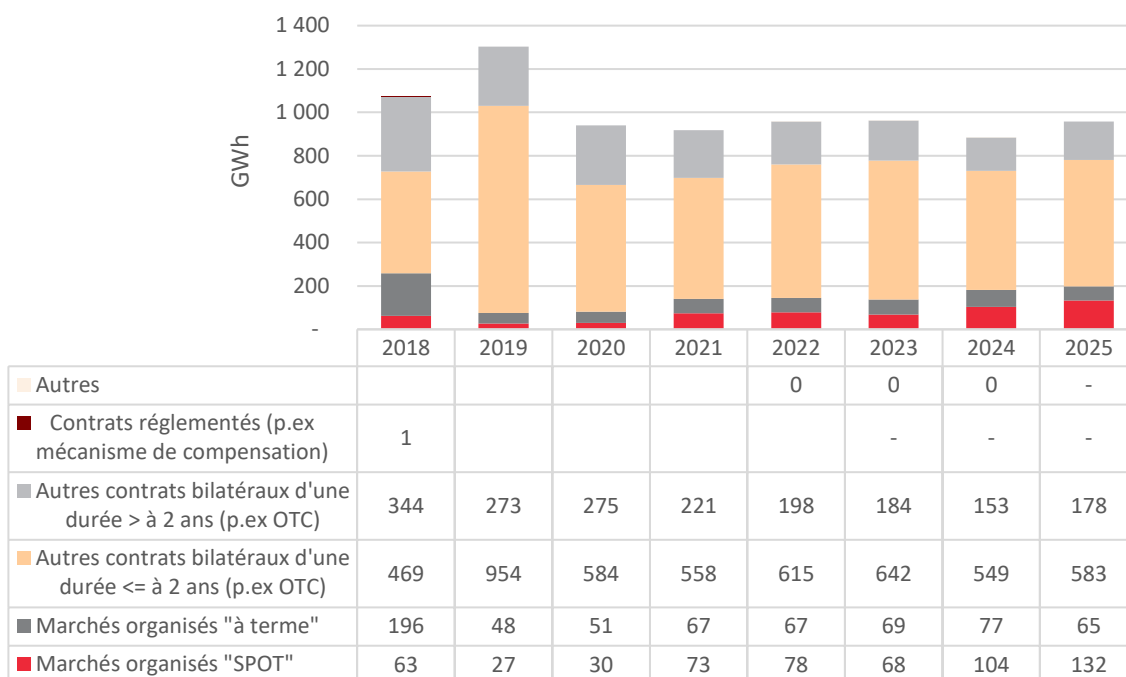


Figure 52 – Évolution des types de contrats sur le marché de gros pour les clients résidentiels

En 2025, 60,9 % du volume des contrats d'approvisionnement conclus par les fournisseurs pour les clients résidentiels étaient des contrats bilatéraux d'une durée supérieure ou égale à deux ans.

La répartition entre les différents types de contrats demeure relativement stable depuis 2020.

OTC - Over-the-counter : En français, "de gré à gré", désigne une transaction négociée directement entre deux parties, sans recourir à une bourse ou à un marché organisé.



14.1.2. Clients non-résidentiels

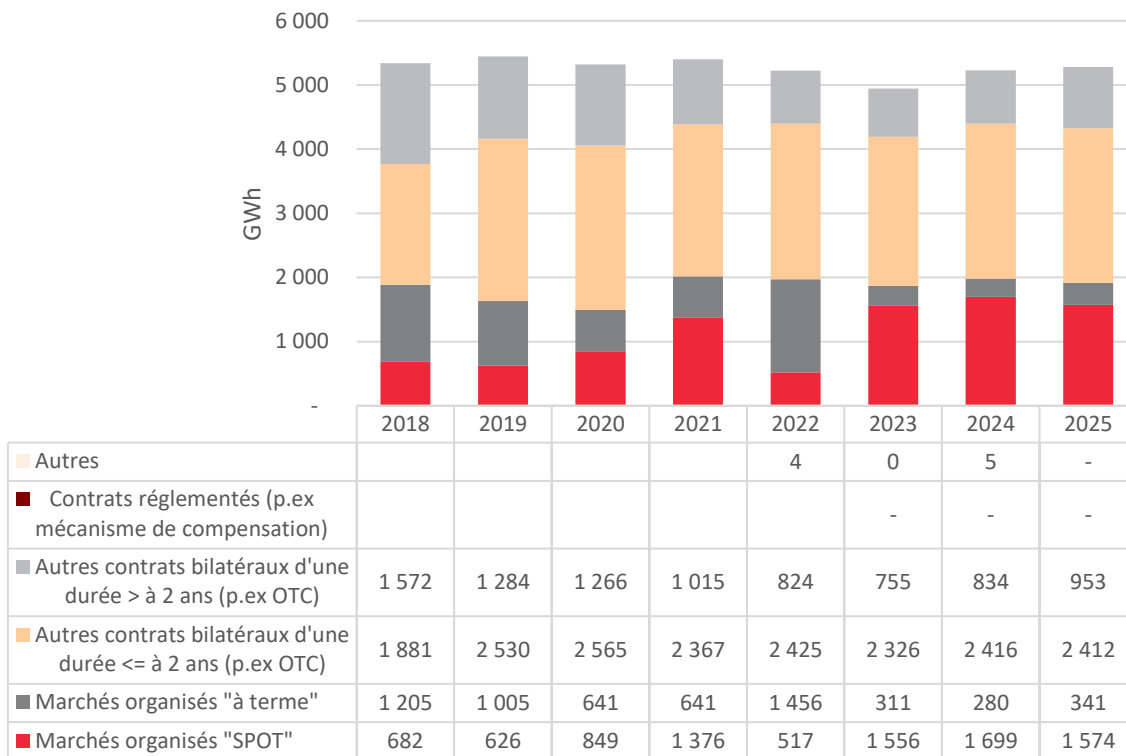


Figure 53 - Évolution des types de contrats sur le marché de gros pour les clients non-résidentiels

S'agissant des contrats d'approvisionnement destinés aux clients non-résidentiels, le volume des contrats bilatéraux d'une durée supérieure ou égale à deux ans demeure plus faible par rapport aux contrats à prix « spot ».

En 2025, les volumes des contrats à prix « spot » représentent 29,8 %, tandis que 45,7 % relèvent de contrats bilatéraux d'une durée supérieure ou égale à deux ans.

À titre de comparaison, en 2022, en pleine crise énergétique, une baisse significative du volume à prix « spot » avait été observée.





15. Les interruptions dans les réseaux

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total des interruptions	973	974	1 573	1 663	1 954	2 465	2457
→ dont interruptions non-planifiées	523	541	888	823	853	1 077	928
→ dont interruptions non-planifiées (hors force majeure, réseau en amont et réseau en aval)	503	506	731	739	827	1 008	854
SAIFI (non-planifié)¹⁹	0,35	0,26	0,33	0,39	0,29	0,21	0,18
SAIDI (non-planifié)²⁰	27,3	16,6	13,9	20,6	13,1	13,4	11,7

Tableau 5 - Liste des interruptions

¹⁹ Le **SAIFI**, qui caractérise la fréquence d'interruptions à un point de raccordement.

²⁰ Le **SAIDI**, qui caractérise la durée moyenne des interruptions par point de raccordement.

