



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS  
DE RÉGULATION

---

# LES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL EN 2025

2 AVRIL 2025

17, rue du Fossé  
Adresse postale  
L-2922 Luxembourg

T +352 28 228 228  
F +352 28 228 229  
info@ilr.lu

[www.ilr.lu](http://www.ilr.lu)

## Table of Contents

### Rapport sur les coûts à transposer en tarifs

1. Coûts à transposer en tarifs : Base légale.....	3
2. Contexte .....	3
2.1. Un regard tourné vers l'avenir .....	3
2.2. Des tarifs adaptés aux enjeux .....	4
3. Principaux facteurs d'évolution des coûts.....	5
3.1. Prise en charge des infrastructures.....	5
3.2. Coûts liés au financement des actifs immobilisés.....	7
3.3. Charges d'exploitation .....	7
3.4. Compte de régulation .....	7
4. Évolution des coûts du transport .....	8
5. Évolution des coûts de la distribution .....	9
6. Évolution des coûts pour les différents gestionnaires de réseaux de distribution .....	11
6.1. Réseaux de gaz naturels gérés par Creos Luxembourg S.A.....	11
6.2. Réseaux de gaz naturels gérés par Sudenergie S.A.....	14
6.3. Réseau de gaz naturel gérés par la Ville de Dudelange. ....	17

Par ses décisions du 16 et du 19 décembre 2024<sup>1</sup>, la direction de l'ILR a approuvé les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution ainsi que les tarifs des services accessoires à l'utilisation des réseaux de gaz naturels gérés par **les sociétés Creos Luxembourg S.A., Sudenergie S.A. et la Ville de Dudelange** pour l'année 2025.

## 1. Coûts à transposer en tarifs : Base légale

---

En vertu de l'article 29 de la loi modifiée du 1er août 2007 relative à l'organisation du marché du gaz naturel, l'Institut fixe les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation du réseau et des services accessoires. C'est ainsi que le 28 juin 2024, l'Institut Luxembourgeois de régulation a adopté le règlement ILR/G24/19 arrêtant la méthodologie de détermination de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2025-2028. Le règlement ILR/G24/35 du 22 juillet 2024 fixe le coût moyen pondéré du capital applicable aux investissements de l'année 2025.

## 2. Contexte

---

### 2.1. Un regard tourné vers l'avenir

L'Union européenne s'est fermement engagée à lutter contre le changement climatique et à opérer une transition vers les sources d'énergie renouvelables. Des mesures législatives ont été récemment proposées introduisant différents paquets énergétiques visant à remodeler le paysage énergétique en ce sens.

L'abandon progressif des combustibles fossiles doit cependant s'intégrer dans le développement en parallèle de systèmes énergétiques durables, notamment au travers du développement des infrastructures pour soutenir l'intégration des vecteurs énergétiques et le développement du biogaz et de l'hydrogène vert.

La trajectoire envisagée conduira inévitablement à une baisse progressive de la demande de gaz naturel.

La couverture des coûts des infrastructures de transport et de distribution du gaz naturel devient donc une question à envisager dans le contexte d'une décroissance des besoins traditionnels, compte tenu du maintien de la qualité de service et la sécurité d'approvisionnement, et favorisant l'analyse objective des possibilités en matière d'innovation et de reconversion.

Il devient donc indispensable de se projeter dans l'avenir pour repenser l'activité dans l'intérêt de la collectivité.

Les gestionnaires de réseaux doivent faire preuve d'une vigilance accrue en matière de dépenses, qu'ils s'agissent des investissements nécessaires au maintien ou à la modernisation des infrastructures existantes, ou qu'il soit question du personnel et des moyens à mobiliser pour l'exercice de cette activité en transition.

À ce titre, il convient également d'encourager les processus permettant aux gestionnaires de réseaux d'anticiper les conséquences de l'électrification des usages sur leur entreprise et de se projeter dans l'avenir par exemple en envisageant rationnellement le développement du bio gaz, de l'hydrogène, voire des réseaux de chaleur.

La transition vers les énergies renouvelables et bas carbone induisent des changements significatifs au niveau du secteur énergétique, et ce, tant au niveau de l'exploitation technique que des marchés.

---

<sup>1</sup> Décision ILR/G24/53, ILR/G24/54 et ILR/G24/55 - <https://www.ilr.lu/cadre-legal/>

Le 21 mai 2024, le Conseil européen a adopté la version finale du « paquet sur l'hydrogène et le marché du gaz décarbonisé » (paquet gaz). Ce nouveau paquet met à jour les règles de fonctionnement du réseau et du marché du gaz, en alignant le secteur de l'énergie gazeuse sur les objectifs plus larges du Green Deal et de la loi sur le climat de l'UE.

Au niveau national, en se référant au PNEC<sup>2</sup>, l'objectif à long terme consiste à atteindre la neutralité climatique, le "zéro émissions nettes" au Luxembourg d'ici 2050 au plus tard avec des objectifs intermédiaires à l'horizon 2030, en particulier la réduction de 55% les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 2005 et l'amélioration de l'efficacité énergétique notamment au travers de mesure d'économie d'énergie.

La consommation du gaz naturel s'inscrit dans une réduction progressive pour ce qui concerne le secteur industriel grâce notamment aux efforts de sobriété énergétique et aux mesures de réduction volontaire de la demande de gaz naturel<sup>3</sup>.

Les gestionnaires de réseaux sont donc appelés à anticiper les effets de la sortie progressive des combustibles fossiles tout en maintenant le niveau de qualité dont bénéficient les consommateurs luxembourgeois.

## 2.2. Des tarifs adaptés aux enjeux

Pour cette raison, la nouvelle méthodologie tarifaire mise en œuvre par le règlement ILR/G24/19 ne se limite plus à considérer les dépenses historiques d'une année de référence mais oriente délibérément le processus de détermination des tarifs, et du revenu maximal autorisé y afférent, vers une approche prospective qui explicite et objective les enjeux pour la période de régulation à venir.

L'objectif est de rendre explicites et transparents les objectifs à réaliser ainsi que les moyens à mobiliser pour y parvenir en mettant l'accent, autant que possible, sur l'efficacité et suivi des réalisations.

Fondamentalement, il s'agit d'approuver des tarifs qui assurent une rémunération équitable ainsi qu'une enveloppe de coûts adaptées aux besoins des gestionnaires de réseaux, tout en veillant à conserver la proportionnalité des coûts avec le niveau d'ambition et de qualité.

La méthodologie repose donc sur un exercice prospectif dans lequel le gestionnaire de réseau expose une vision à 4 ans décrivant comment il envisage de développer des réseaux adaptés aux besoins de la transition énergétique vers une société bas carbone, ainsi que les moyens à mobiliser pour ce faire.

Cet exercice prospectif établit ainsi une trajectoire de référence qui, même si elle ne constitue pas un engagement ferme et définitif en termes de dépenses pour la période 2025-2028, permet d'objectiver les enjeux, les tendances et les évolutions envisagées ainsi que leurs conséquences en termes financiers.

À terme, il n'est pas exclu d'envisager la possibilité d'approuver des tarifs sur une période pluriannuelle, mais pour ce qui concerne la période 2025-2028, la périodicité actuelle est toujours d'application.

En l'occurrence, il s'agit toujours bien d'un exercice annuel d'approbation d'un revenu maximum autorisé (MAR) et des tarifs qui y correspondent.

Cet exercice annuel est toutefois mis en perspective par rapport à la trajectoire de référence, notamment dans le cadre de la justification de l'évolution des coûts.

---

<sup>2</sup> Plan national intégré en matière d'énergie et de climat du Luxembourg pour la période 2021-2030-Mise à jour juillet 2024 / tableau 55

<sup>3</sup> <https://gouvernement.lu/dam-assets/documents/actualites/2024/04/11-objectif-gaz-naturel/20240411-tat-des-lieux-des-efforts-de-rduction-de-la-consommation-de-gaz-en-mars-2024.pdf>

## 3. Principaux facteurs d'évolution des coûts

---

### 3.1. Prise en charge des infrastructures

Considérant la diminution progressive de l'usage des combustibles fossiles, la question de la couverture des coûts des infrastructures de transport et de distribution du gaz naturel devient de plus en plus d'actualité.

En effet, à l'horizon 2050, les actifs réseaux ne seront pas totalement amortis et la réduction attendue des volumes de consommation et du nombre d'utilisateurs sur lesquels les coûts des infrastructures sont répartis conduit naturellement à augmenter les tarifs et le niveau de prise en charge par les utilisateurs restants. En poussant le constat à l'absurde, le dernier client restant devait assumer seuls le coût de tous les réseaux.

C'est ainsi que les acteurs du secteur gazier sont amenés à évaluer l'opportunité de mettre en œuvre certains mécanismes de prise en charge anticipée des coûts des réseaux et ce, tant dans un souci d'équité entre les utilisateurs actuels et futur, que pour réduire le risque de « coûts échoués » à charge des gestionnaires de réseaux et de la collectivité.

C'est donc en considérant la diminution progressive de l'usage des combustibles fossiles, que le règlement ILR/G24/19 fait un premier pas, permettant d'entamer la prise en charge anticipée des coûts des réseaux.

Il s'agit bien de réduire le risque de coût échoués à charge des gestionnaires de réseaux. Le risque de coûts échoués se réfère à l'éventualité où tout ou partie de l'infrastructure perdrait toute valeur économique, dans la mesure où elle ne pourrait plus être réaffectée à une autre utilisation, le cas échéant moyennant des investissements complémentaires de « repurposing », voire d'assainissement.

Les réseaux et les stations représentent ensemble la partie prépondérante des actifs immobilisés à financer (RAV<sup>4</sup>) et s'inscrivent dans des durées largement supérieures à la décennie, ce sont dès lors ces installations qui sont prioritairement considérées pour l'application de ce type de mécanismes d'anticipation.

Pour ce qui concerne la période 2025-2028, l'approche retenue consiste à appliquer un coefficient de prise en charge anticipée aux amortissements calculés pour les actifs réseaux, ainsi que pour les stations de détente et de distribution, pour déterminer le montant qui sera effectivement pris en charge au niveau des tarifs et déduits à due concurrence de la valeur des actifs immobilisés concernés. Il s'agit en quelque sorte d'une forme d'amortissement accéléré des actifs réseaux prépondérants.

Les coefficients dont il est question sont des facteurs qui, une fois appliqués aux amortissements calculés selon les durées de vie d'utilisation usuelle de la classe d'actif considérée, augmentent le niveau de prise en charge des amortissements au travers du revenu autorisé, de sorte à réduire l'horizon de temps nécessaire pour amortir complètement les infrastructures considérées.

Le mécanisme devra être réévalué périodiquement, au minimum à chaque nouvelle période régulatoire, idéalement sur base d'études tenant compte de projections de la demande, du potentiel d'expansion des biogaz et du potentiel de reconversion vers d'autres usages comme l'hydrogène ou la chaleur.

En revanche, sauf élément nouveau majeur, les taux d'anticipation et la méthode de fixation des amortissements resteront inchangés pour la période 2025-2028.

Pour rappel, les taux d'anticipation évoqués ici correspondent à des coefficients qui, une fois appliqués aux amortissements calculés selon les durées de vie d'utilisation usuelle de la classe d'actif considérée,

---

<sup>4</sup> Valeur de l'actif régulé en au sens des articles 4 et 6 du Règlement ILR/G24/19 du 28 juin 2024 arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des services accessoires à l'utilisation des réseaux pour la période de régulation 2025 à 2028 - Secteur gaz naturel

augmentent le niveau de prise en charge des amortissements au travers du revenu autorisé, de sorte à réduire l'horizon de temps nécessaire au complet amortissement des infrastructures considérées. Pour ce qui concerne la période 2025-2028, les actifs réseaux et les stations sont concernés par l'application d'un taux d'anticipation de 1,3.

En l'occurrence, pour ce qui concerne les actifs réseaux et les stations, les charges d'amortissements prises en compte dans le cadre de la détermination du revenu maximal autorisé (MAR) et de la valeur résiduelle des actifs régulés (RAV) en application des article 4, 5 et 6 du règlement ILR/G24/19 du 28 juin 2024, correspondent à 1,3 x amortissements calculés (D). La valeur de 1,3 est la valeur arrêtée pour le coefficient de prise en charge anticipée pour la période 2025-2028 tel que fixé à l'annexe 2, point B, du règlement ILR/24/19.

Malgré le contexte général de contraction de l'activité de transport et de distribution du gaz naturel, il convient cependant toujours de réaliser les investissements nécessaires à la sécurité et au maintien des infrastructures existantes.

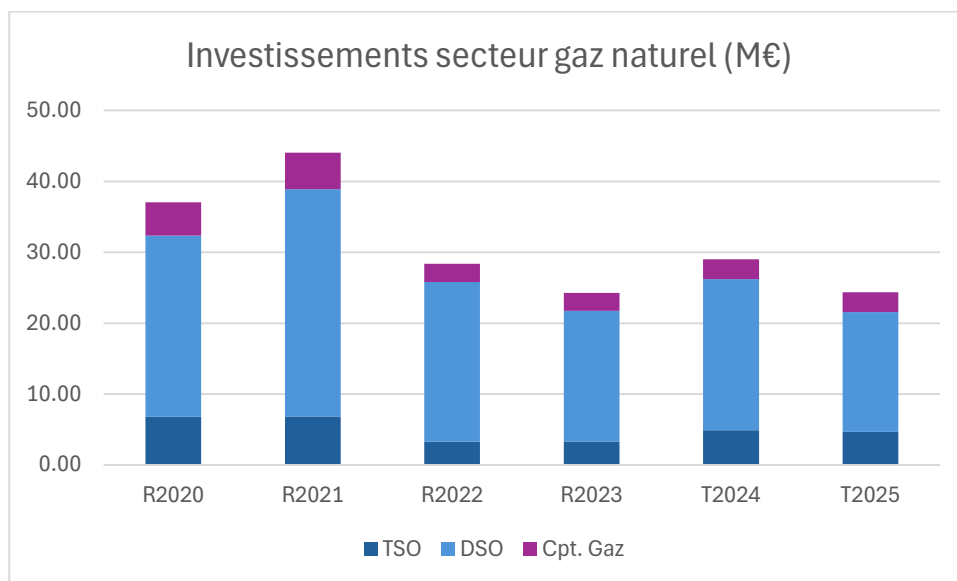


Figure 1 : dépenses d'investissement dans le secteur du gaz naturel

Les dépenses réelles d'investissement sont représentées dans la figure 1 par les colonnes correspondant aux années, précédées du préfixe R, ainsi la colonne R2020 représente les dépenses réelles observées pour l'année 2020. Les dépenses prévisionnelles retenues dans le cadre de l'élaboration des tarifs sont quant à elle représentées par les colonnes correspondant aux années précédées du préfixe T, ainsi la colonne T2024 représente les dépenses prévisionnelles retenues pour l'élaboration des tarifs 2024. La légende distingue également les activités de transport (TSO) de distribution (DSO) et de comptage (Cpt. Gaz).

Les dépenses d'investissement prévues pour les tarifs 2025, affichent globalement une diminution de l'ordre de 27% par rapport à la moyenne des dépenses réelles entre 2020 et 2023

Ce contexte souligne la pertinence et l'importance de la mise en œuvre des dispositions de l'article 17 de la loi du 1er août 2007, lesquelles prévoient l'établissement d'un plan de développement pour le transport et pour la distribution. Ces plans doivent être mis à jour au moins tous les deux ans et sont de précieux outils d'interaction et de communication avec les acteurs pertinents, de sorte à aboutir à un programme efficace de planification et de suivi des investissements, basé sur les besoins et constamment actualisé en fonction des conditions opérationnelles et du contexte économique.

### **3.2. Coûts liés au financement des actifs immobilisés**

Les tarifs sont établis dans un contexte économique caractérisé par une inflation relativement importante et le renchérissement du coût des capitaux, c'est la raison pour laquelle les taux de rémunération applicables pour l'élaboration des tarifs 2025 montent respectivement à 5,06 % pour les actifs immobilisés avant 2025 et à 6,37 % pour les investissements à partir du 1er janvier 2025, là où le taux en vigueur auparavant était de 4.81 % (2020-2024).

### **3.3. Charges d'exploitation**

Les charges opérationnelles à couvrir par les tarifs 2024 étaient établies sur base de l'extrapolation des charges réelles observées pour l'année de référence, en l'occurrence l'année 2019, conformément au règlement ILR/G20/21 du 26 mai 2020. Les autres charges d'exploitation se rapportant notamment aux coûts pour l'utilisation des réseaux en amont, reflètent quant à elles les conditions de marché.

Les tarifs proposés pour 2025 se basent pour la première fois sur une vision prospective permettant de mettre en évidence les ressources opérationnelles et les moyens nécessaires à la réalisation des missions essentielles des gestionnaires de réseaux.

Toutes les charges d'exploitation ont donc fait l'objet de prévisions tenant compte des besoins anticipés par les gestionnaires de réseaux.

Les charges opérationnelles anticipées pour 2025 restent maîtrisées et sont cohérentes avec le niveau d'activité en matière de développement des réseaux et avec les conditions de marché en matière de prix de l'énergie et l'achat des services auxiliaires.

### **3.4. Compte de régulation**

Le compte de régulation (CdR) est l'outil premier permettant de régulariser les écarts entre charges réelles à couvrir par les tarifs d'une part, et les recettes générées par l'application de ceux-ci d'autre part.

Dans le principe, l'apurement du compte de régulation permet donc respectivement de restituer aux utilisateurs de réseaux les éventuels trop perçus au cours d'une période donnée par la diminution à due concurrence des tarifs de la période suivante, ou au contraire, de récupérer les éventuels déficits légitimes par l'augmentation des tarifs de la période suivante.

Les mécanismes d'alimentation et d'apurement du compte de régulation sont strictement encadrés par les dispositions de l'article 8 du règlement ILR/G24/19 du 28 juin 2024.

Dans le cadre de l'établissement des tarifs pour l'année 2025, à l'exception des réseaux gérés par Creos Luxembourg S.A., l'apurement du compte de régulation a conduit globalement à augmenter l'enveloppe des coûts pour la distribution en 2025, comme c'était déjà le cas pour les tarifs 2024.

## 4. Évolution des coûts du transport

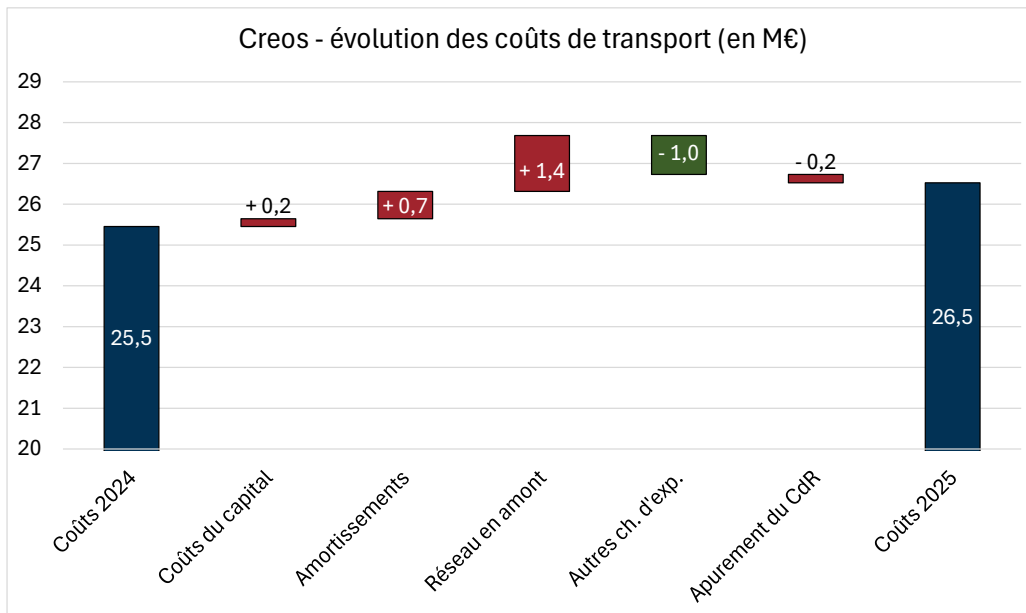


Figure 2 : évolution du revenu maximum autorisé entre 2024 et 2025 pour l'activité de transport du gaz naturel

Les principaux facteurs responsables de la hausse du revenu maximal autorisé se rapportent au coût du capital et au coûts pour l'utilisation des réseaux en amont. La rémunération des capitaux investis et les amortissements affichent une augmentation en raison de l'actualisation des paramètres financiers conduisant à appliquer taux de rémunération du capital revu à la hausse pour la période de régulation 2025-2028 et de l'application du coefficient d'anticipation de prise en charge des amortissements.

Par ailleurs, la croissance observée au niveau des frais pour l'utilisation du réseau en amont résulte de l'augmentation des tarifs pour la rémunération de la capacité d'entrée à Remich, destinée à garantir la sécurité d'approvisionnement en cas de non-disponibilité de la conduite la plus importante<sup>5</sup>. Ces coûts sont intégralement répartis sur les clients qui bénéficient de cette sécurité, à savoir les clients non-effaçables connectés au réseau de distribution.

<sup>5</sup> Plan d'action préventif relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du Luxembourg V1.5, établi dans le cadre du règlement (UE) 2017/1938 - évaluation des risques, page 31 : Scenarion défaillance complète de l'entrée de Bras - <https://meco.gouvernement.lu/dam-assets/le-ministere/fonctions/energie/gaz/gaz-plan-d-action-preventif-gaz-naturel-version-2023.pdf>



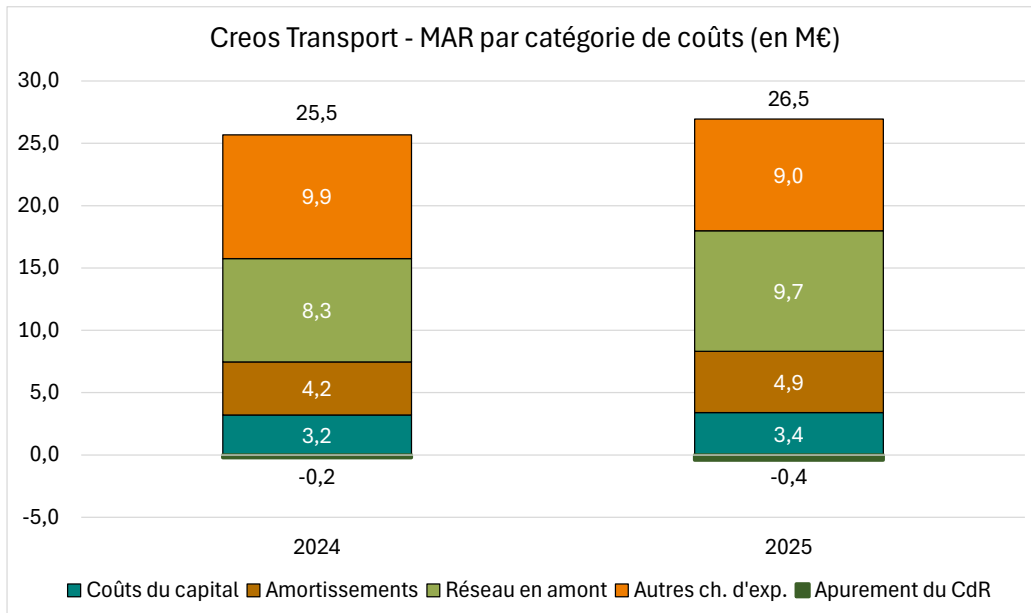


Figure 3 : composition du revenu maximum autorisé pour l'activité de transport de gaz naturel en 2024 et 2025

Compte tenu de ce qui précède, les tarifs d'utilisation du réseau diminuent pour les clients directement connectés au réseau de transport (client PFI – point de fourniture industriel) alors qu'ils augmentent au point de fourniture distribution (PFD).

Tarifs transport		2025	2024	Variation		2023	2022
				Absolue	Relative		
Tarif PFD capacité non-effaçable	€/KWh/h/a	12,7101	11,8831	0,8270	7%	10,7452	8,4439
Tarif PFD capacité effaçable	€/KWh/h/a	8,2278	7,8763	0,3515	4%	7,6307	5,8257
Tarif Client PFI	€/KWh/h/a	4,9876	5,5677	-0,5801	-10%	5,0265	4,3203

## 5. Évolution des coûts de la distribution

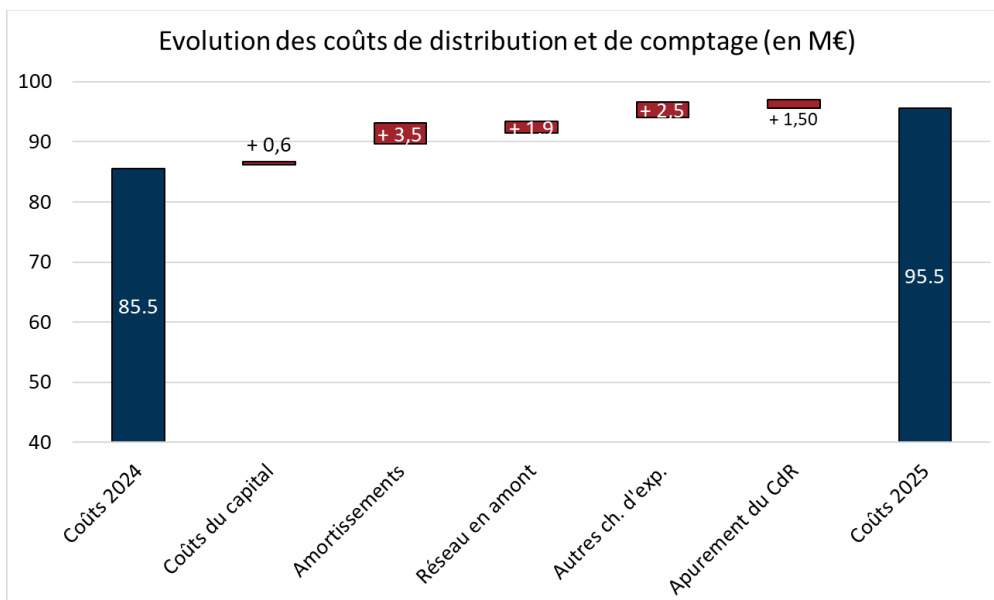


Figure 4 : évolution du revenu maximum autorisé entre 2024 et 2025 pour l'activité de distribution du gaz naturel

Globalement, les principaux facteurs responsables de la hausse du revenu maximal autorisé identifié au niveau du transport sont également d'application au niveau de la distribution.

On observe une augmentation des amortissements en raison du nouveau mécanisme d'anticipation et une augmentation au niveau des frais pour l'utilisation du réseau en amont, résultant de l'augmentation des tarifs payés pour la rémunération de la capacité d'entrée à Remich.

En revanche, contrairement au constat posé pour le réseau de transport, les autres charges d'exploitation affichent une augmentation.

Finalement, l'apurement des comptes de régulation conduit globalement à imputer une augmentation pour récupérer un manque à gagner au niveau des recettes, générées sur les exercices antérieurs.

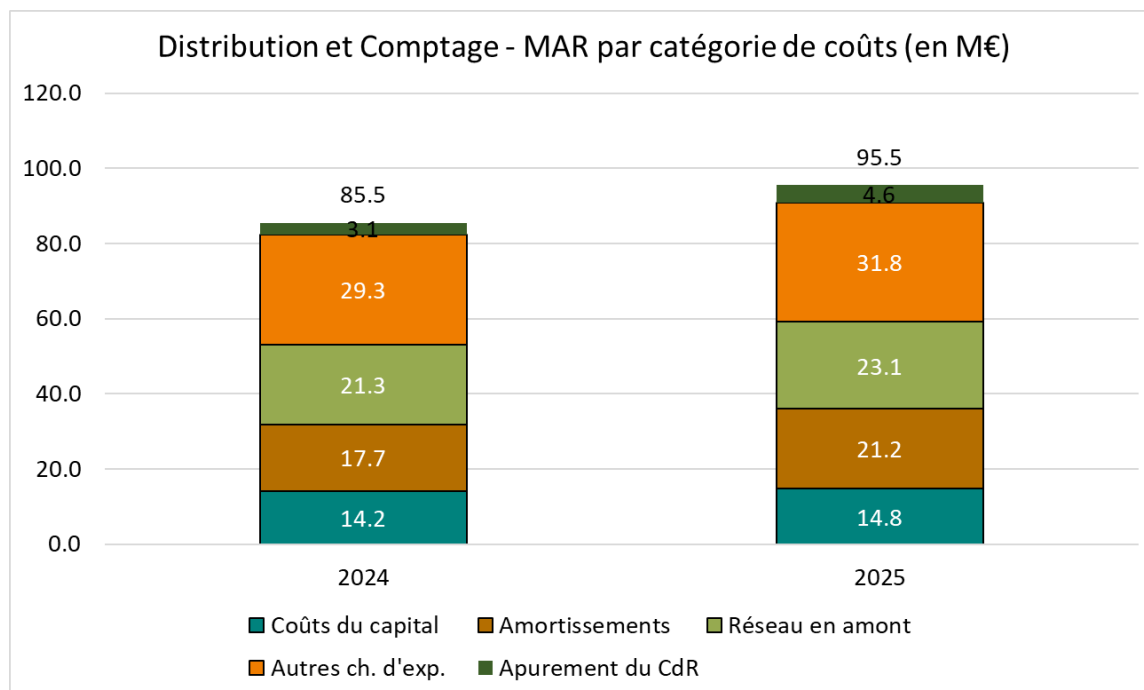


Figure 5 : composition du revenu maximum autorisé pour l'activité de distribution de gaz naturel en 2024 et 2025

C'est au niveau de la distribution que les impacts cumulés se font sentir le plus : en raison des augmentations du revenu maximal autorisé ainsi que de la baisse des volumes, les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution augmentent en moyenne de l'ordre de 20%, avec des variations importantes en fonction du réseau et de la catégorie de clients concernée.

## 6. Évolution des coûts pour les différents gestionnaires de réseaux de distribution

### 6.1. Réseaux de gaz naturels gérés par Creos Luxembourg S.A.

Contrairement au constat posé pour le réseau de transport, les autres charges d'exploitation augmentent pour le réseau de distribution et le comptage.

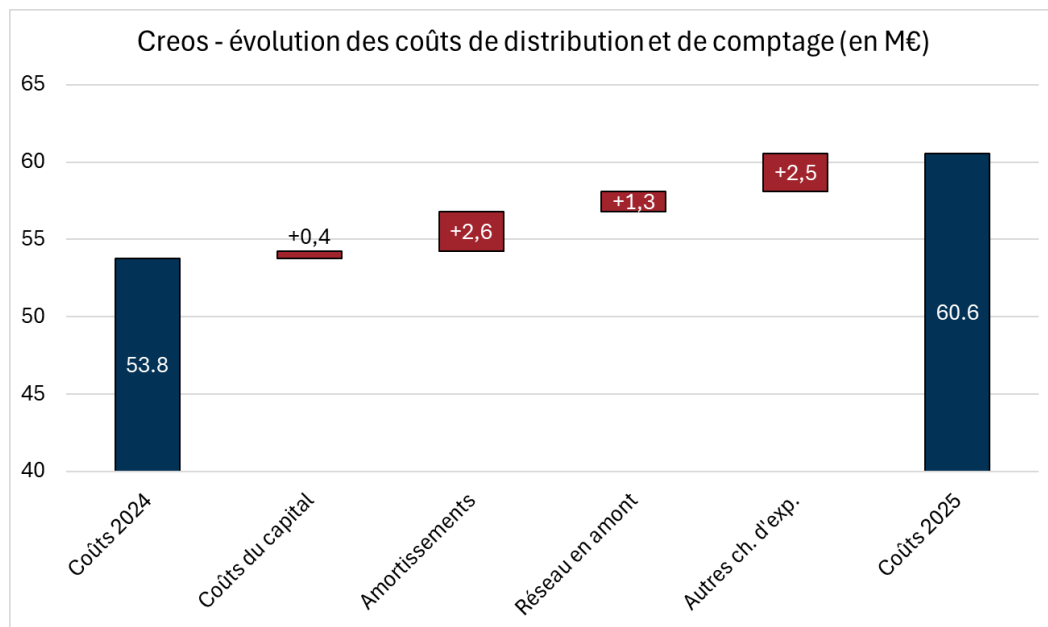


Figure 6 : évolution du revenu maximum autorisé entre 2024 et 2025 pour le réseau de distribution CREOS

Les dépenses prévisionnelles établies par Creos pour l'exercice 2025 mettent en évidence une répartition différente des charges d'exploitation par rapport au passé. Il est important de rappeler que jusqu'en 2024, les charges d'exploitation dites contrôlables, dont notamment les frais de personnel, étaient basées sur une extrapolation des dépenses réellement observées au cours d'une année de référence, en l'occurrence l'année 2019, alors que les tarifs 2025 sont déterminés sur base d'un budget prévisionnel tenant compte des besoins effectifs en termes de ressources humaines et financières pour l'exercice 2025. Sur cette période de six ans, l'entreprise a dû évoluer pour s'adapter aux nouvelles exigences en matière de gestion et d'exploitation des réseaux. À ce titre, les évolutions en matière de digitalisation, d'acquisition et de gestion des données et en matière de cybersécurité sont remarquables. Citons également dans ce cadre la mise en œuvre de la plateforme informatique de données énergétiques qui impacte en premier lieu la distribution.

Il s'agit de mettre en œuvre une nouvelle organisation des communications de marché et de nouveaux processus pour la gestion et la communication des données de comptage, en ligne avec les meilleures pratiques observées dans le domaine et en conformité avec le cadre européen, notamment en matière d'interopérabilité et d'accès aux données de comptage.

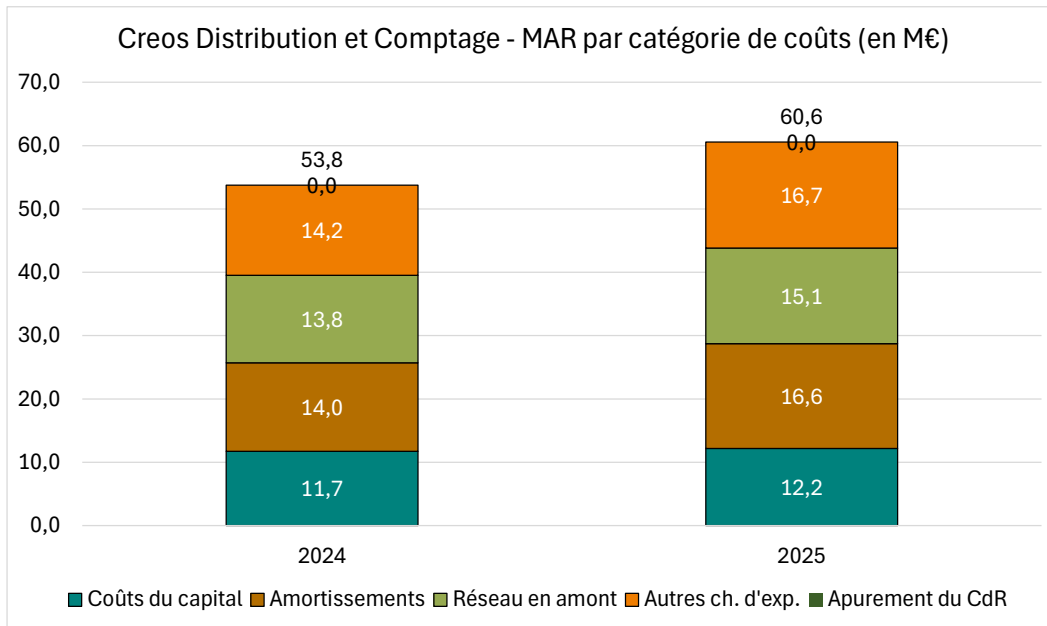


Figure 7 : composition du revenu maximum autorisé pour le réseau de distribution CREOS en 2024 et 2025

Si l'enveloppe de coûts à couvrir augmente, la base contributive diminue. En effet la tendance structurelle de diminution des volumes en gaz, surtout pour la catégorie 3<sup>6</sup>, est le second facteur clef qui contribue à l'augmentation des tarifs d'utilisation du réseau de distribution.

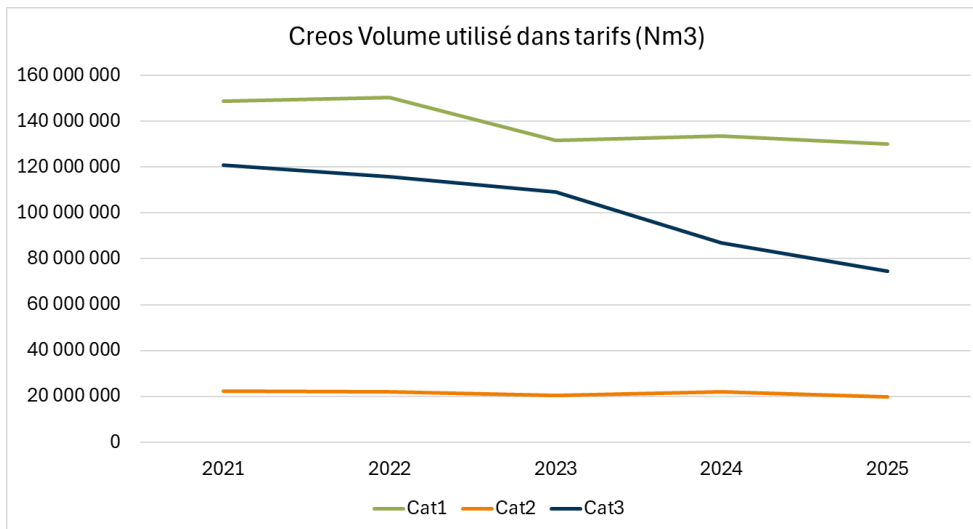


Figure 8 : évolution des volumes contributifs sur le réseau de distribution CREOS

CREOS Volumes estimés (Nm3)	2025	2024	2023	2022
CAT 1	129,907,850	133,546,521	131,489,695	148,735,079
CAT 2	19,932,524	21,950,808	20,419,078	22,459,421
CAT 3	74,623,735	86,925,886	109,079,012	120,886,511
<b>Total</b>	<b>224,464,109</b>	<b>242,423,215</b>	<b>260,987,785</b>	<b>292,081,011</b>

<sup>6</sup> Règlement ILR/G24/19 du 28 juin 2024, article 11 (6) « trois catégories d'utilisateurs du réseau, la catégorie 1 disposant de compteurs du type G4 à G16, la catégorie 2 disposant de compteurs du type G25 à G40 et la catégorie 3 disposant de compteurs du type G65 ou supérieur », voir également note de bas de page n°5.

C'est au niveau de la distribution que les impacts cumulés se font sentir le plus : en raison des augmentations du revenu maximal autorisé ainsi que de la baisse des volumes, les tarifs d'utilisation du réseau de distribution augmentent d'un ordre de grandeur de 20%.

Tarifs Creos	2025	2024	Variation	2023	2022
Catégorie 1 composante volume (en €/Nm3/an)	0,2560	0,2158	18,63%	0,2055	0,1621
Catégorie 2 composante volume (en €/Nm3/an)	0,0830	0,0674	23,15%	0,0605	0,0489
Catégorie 2 composante capacité (en €/kW/an)	12,2381	10,5958	15,50%	11,0977	9,0425
Catégorie 3 composante volume (en €/Nm3/an)	0,0745	0,0587	26,92%	0,0506	0,0380
Catégorie 3 composante capacité (en €/kW/an)	11,4033	9,7250	17,26%	10,2395	8,1874
Rabais client effaçable (en €/kW/an)	-2,9194	-2,9511	1,07%	-2,3067	-1,9766

Les redevances mensuelles fixes pour les utilisateurs des cat 1 et cat 2 sont identiques au niveau national et couvrent les frais de comptage.

Redevance mensuelle fixe		2025	2024	2023	2022
Cat 1	€/mois	8,64	7,92	7,74	7,00
Cat 2	€/mois	43,86	37,79	41,64	34,53

Le dernier tableau montre l'évolution des frais de réseau annuels, estimés pour différents types de clients<sup>7</sup>. Les chiffres pour 2022, 2023 et 2024 représentent les coûts estimés sur base des tarifs en vigueur au 1er janvier, sans tenir compte de la prise en charge par l'État des frais d'utilisation réseau des clients des catégories 1 et 2.

Coût annuel de l'utilisation réseau Creos [€/MWh]	2025	2024	Variation	2023	2022
CR - 27,5 MWh - CAT 1	26,37	22,50	17,16%	21,52	17,36
CR - 135 MWh - CAT 1	23,36	19,75	18,29%	18,83	14,93
CI - 275 MWh - CAT 2	17,03	14,34	18,74%	14,22	11,58
CI - 1,5 GWh CAT 3	14,21	11,43	24,29%	10,99	8,60
CI - 15 GWh - CAT 3	9,02	7,13	26,58%	6,74	5,12

<sup>7</sup> Client résidentiel avec une consommation annuelle de 27 500 kWh, un compteur de la catégorie 1 (G4-G16) et une puissance installée de 25 kW.

Client résidentiel avec une consommation annuelle de 135 000 kWh, un compteur de la catégorie 1 (G4-G16) et une puissance installée de 120 kW, comme par exemple pour des maisons à appartements.

Client industriel avec une consommation annuelle de 275 000 kWh, un compteur de la catégorie 2 (G25) et une puissance installée de 175 kW.

Client industriel avec une consommation annuelle de 1 500 000 kWh, un compteur de la catégorie 3 (G65) et une puissance installée de 750 kW.

Client industriel avec une consommation annuelle de 15 000 000 kWh, un compteur de la catégorie 3 (G250) et une puissance installée de 3 750 kW. Les frais d'utilisation réseau incluent la remise pour clients effaçables.

## 6.2. Réseaux de gaz naturels gérés par Sudenergie S.A.

Le revenu maximal autorisé à couvrir par les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs de comptage de gaz naturel s'établit pour 2025 à 30,7 M€ pour l'ensemble du réseau de Sudenergie, en augmentation de 8% par rapport au revenu maximal autorisé pour 2024.

Les principaux facteurs responsables de la hausse du revenu maximal autorisé se rapportent au coût du capital. La rémunération des capitaux investis et les amortissements affichent une augmentation en raison de l'actualisation des paramètres financiers conduisant à appliquer un taux de rémunération du capital revu à la hausse pour la période de régulation 2025-2028 et de l'application du coefficient d'anticipation de prise en charge des amortissements.

Par ailleurs, la croissance observée au niveau des frais pour l'utilisation du réseau en amont résulte de l'augmentation des tarifs payés à OGE<sup>8</sup> pour la rémunération de la capacité d'entrée à Remich, destinée à garantir la sécurité d'approvisionnement en cas de non-disponibilité de la conduite la plus importante. Ces coûts sont intégralement répartis sur les clients qui bénéficient de cette sécurité, à savoir les clients non-effaçables<sup>9</sup> connectés au réseau de distribution.

Finalement, l'apurement du compte de régulation conduit à imputer au tarif une augmentation de 1,1 M€, soit quasiment autant que les autres effets réunis, pour récupérer un manque à gagner au niveau des recettes, générés sur les exercices antérieurs, principalement en raison d'effets liés aux volumes.

Le graphique suivant illustre l'évolution des coûts des réseaux de gaz naturel pour Sudenergie.

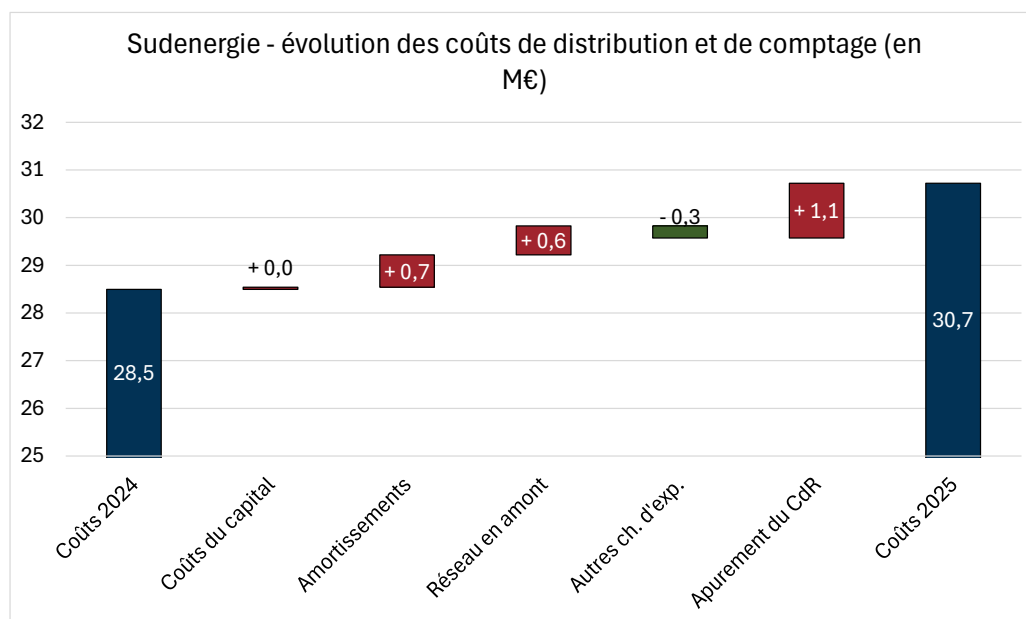


Figure 9 : évolution du revenu maximum autorisé entre 2024 et 2025 pour le réseau de distribution Sudenergie

<sup>8</sup> Gestionnaire de réseaux de transport de gaz allemand - <https://oge.net/de/wir/anspruch/unser-anspruch>

<sup>9</sup> Règlement ILR/G24/19 du 28 juin 2024, article 11 (5), voir également note de bas de page n°5

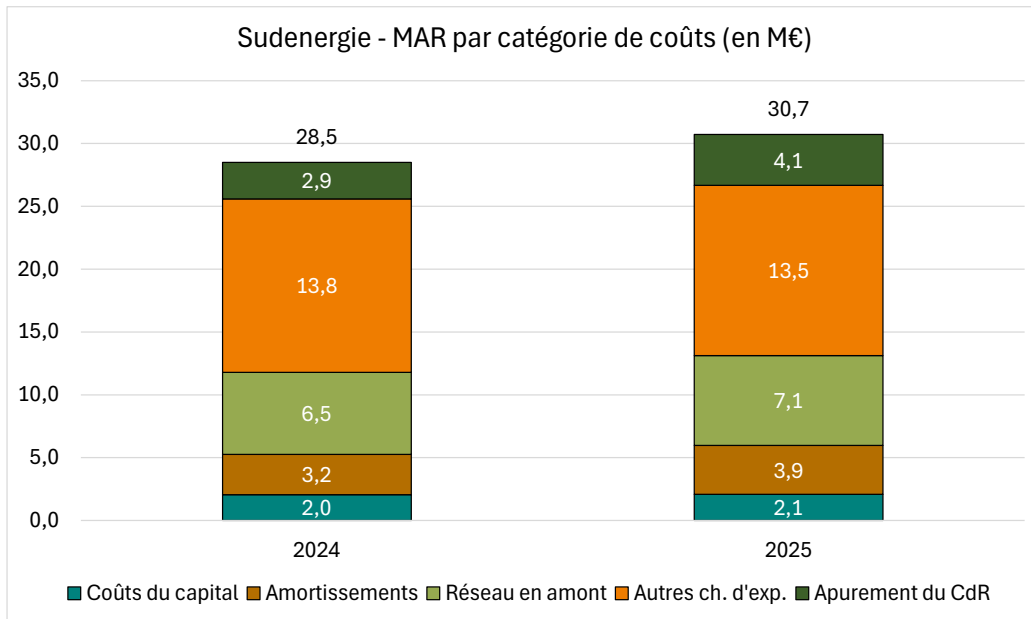


Figure 10 : composition du revenu maximum autorisé pour le réseau de distribution Sudenergie en 2024 et 2025

Si l'enveloppe de coûts à couvrir augmente, la base contributive augmente globalement de l'ordre de 2% à l'exception des volumes de la catégorie 3.

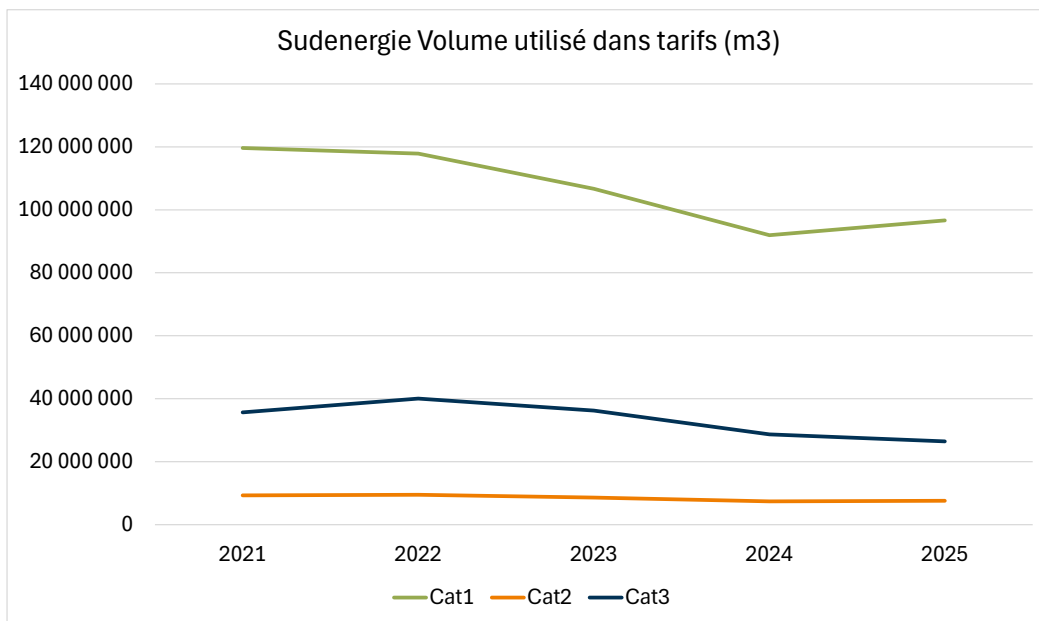


Figure 11 : évolution des volumes contributifs sur le réseau de distribution Sudenergie

Sudenergie Volumes estimés (Nm3)	2025	2024	2023	2022
CAT 1	96,636,380	91,922,411	106,653,566	117,849,244
CAT 2	7,589,503	7,399,766	8,585,626	9,486,879
CAT 3	26,427,001	28,629,251	36,237,023	40,040,910
<b>Total</b>	<b>130,652,884</b>	<b>127,951,427</b>	<b>151,476,215</b>	<b>167,377,033</b>

<b>Tarifs Sudenergie</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>Variation</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
Catégorie 1 composante volume (en ct/m3)	21,0750	20,7330	1,65%	16,4220	12,8370
Catégorie 2 composante volume (en ct/m3)	5,4080	5,1630	4,75%	4,0700	3,4360
Catégorie 2 composante capacité (en €/kW)	13,5450	12,6090	7,42%	11,5320	9,4980
Catégorie 3 composante volume (en ct/m3)	4,3480	3,7530	15,85%	2,6950	2,2830
Catégorie 3 composante capacité (en €/kW)	13,5450	12,6690	6,91%	11,5160	9,4200
Rabais client effaçable (en ct/kW)	-4,4820	-4,0060	11,88%	-3,1140	-2,0390

Les redevances mensuelles fixes pour les utilisateurs des cat 1 et cat 2 sont identiques au niveau national et couvrent les frais de comptage.

<b>Redevance mensuelle fixe</b>		<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
Cat 1	€/mois	8,64	7,92	7,74	7,00
Cat 2	€/mois	43,86	37,79	41,64	34,53

Le dernier tableau montre l'évolution des frais de réseau annuels, estimés pour différents types de clients<sup>10</sup>. Les chiffres pour 2022, 2023 et 2024 représentent les coûts estimés sur base des tarifs en vigueur au 1er janvier, sans tenir compte de la prise en charge par l'État des frais d'utilisation réseau des clients des catégories 1 et 2.

<b>Coût annuel de l'utilisation réseau Sudenergie [€/MWh]</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>Variation</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
CR - 27,5 MWh - CAT 1	24,46	21,76	12,45%	17,87	14,38
CR - 135 MWh - CAT 1	21,46	19,00	12,94%	15,18	11,95
CI - 275 MWh - CAT 2	16,97	14,23	19,28%	12,75	10,58
CI - 1,5 GWh CAT 3	13,33	10,70	24,56%	9,28	7,86
CI - 15 GWh - CAT 3	7,23	5,59	29,43%	4,61	3,99

<sup>10</sup> Voir note de bas de page n°5



### 6.3. Réseau de gaz naturel gérés par la Ville de Dudelange.

Le revenu maximal autorisé pour 2025 s'établit à 4,2 M€ à couvrir par les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs de comptage de gaz naturel dans le réseau de la Ville de Dudelange.

Les facteurs à la hausse du revenu maximal autorisé sont d'abord la rémunération des capitaux et les amortissements, d'un côté à cause de l'application du coefficient d'anticipation de prise en charge des amortissements et de l'autre côté à cause du taux de rémunération du capital revu à la hausse pour la période de régulation 2025-2028.

Jusqu'en 2024, les charges d'exploitation dites contrôlables, comme les frais de personnel notamment, étaient basées sur une année de référence 2019 indexée alors que les tarifs 2025 sont alignés avec le budget le plus récent. Sur cette période de six ans, de nouvelles exigences envers le gestionnaire de réseau ont émergé qui obligent la Ville de Dudelange à faire les dépenses nécessaires au niveau du personnel et de l'informatique.

L'apurement du compte de régulation est un facteur principal responsable de l'augmentation du revenu maximal autorisé (MAR) en 2025. Ce montant élevé résulte de l'écart constaté pour l'année 2023 entre le MAR révisé et les recettes réelles. Les économies d'énergie de la part des consommateurs étaient nettement plus importantes que prévues, et ont généré moins de recettes que prévues.

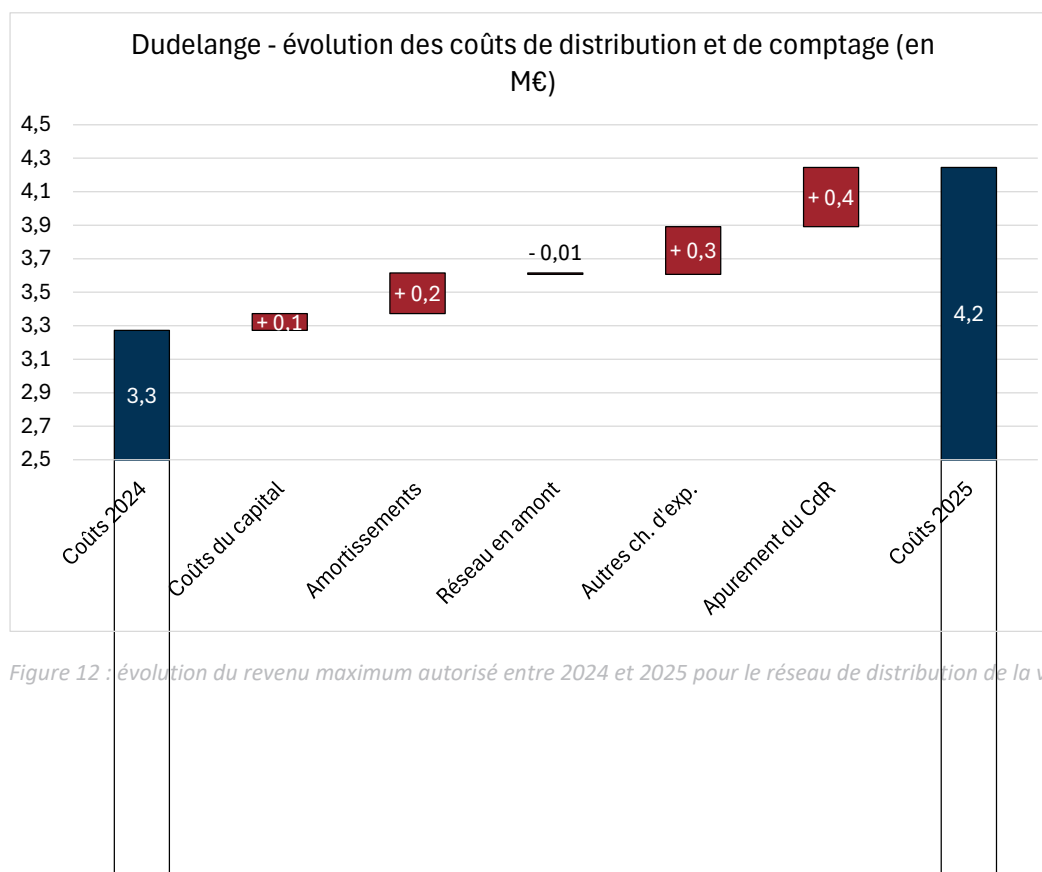


Figure 12 : évolution du revenu maximum autorisé entre 2024 et 2025 pour le réseau de distribution de la ville de Dudelange

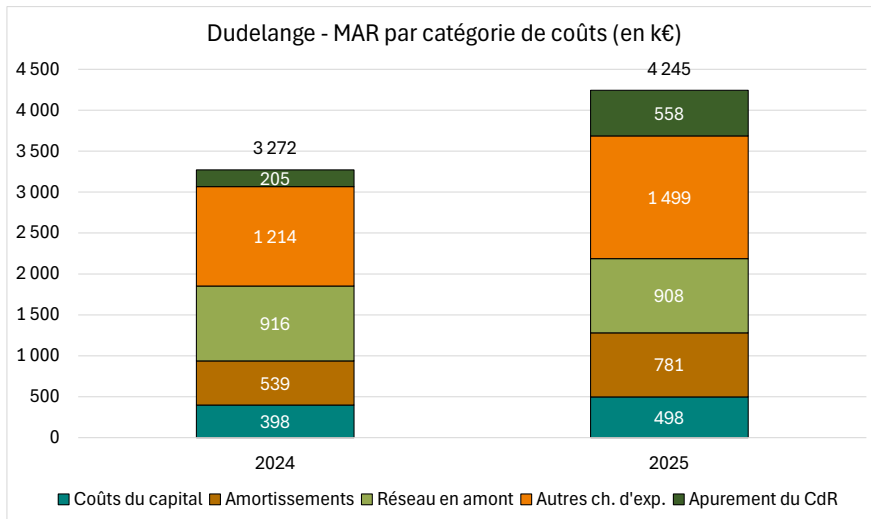


Figure 13 : composition du revenu maximum autorisé pour le réseau de distribution de la ville de Dudelange en 2024 et 2025

Si l'enveloppe de coûts à couvrir augmente, la base contributive diminue. En effet la tendance structurelle de diminution des volumes en gaz est le second facteur clef qui contribue à l'augmentation des tarifs d'utilisation du réseau

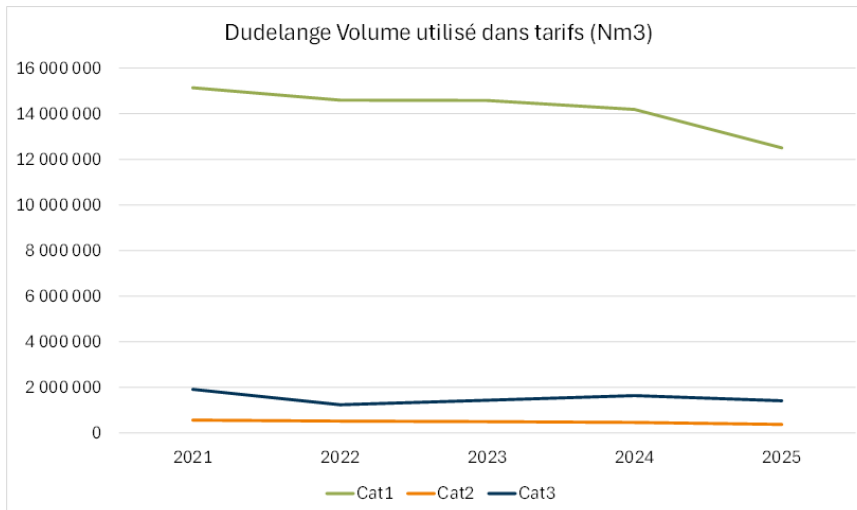


Figure 14 : évolution des volumes contributifs sur le réseau de distribution de la ville de Dudelange

Ville de Dudelange Volumes estimés (Nm3)	2025	2024	2023	2022
CAT 1	12,505,587	14,186,717	14,580,942	14,596,871
CAT 2	378,050	463,049	499,735	518,101
CAT 3	1,413,413	1,642,672	1,437,454	1,240,838
<b>Total</b>	<b>14,297,050</b>	<b>16,292,438</b>	<b>16,518,131</b>	<b>16,355,810</b>

En raison des augmentations du revenu maximal autorisé ainsi que de la baisse des volumes, les tarifs d'utilisation du réseau de distribution augmentent de manière conséquente.

Tarifs Dudelage	2025	2024	Variation	2023	2022
Catégorie 1 composante volume (en €/Nm3)	0,2979	0,2080	43,22%	0,1579	0,1381
Catégorie 2 composante volume (en €/Nm3)	0,2302	0,1089	111,39%	0,0702	0,0497
Catégorie 2 composante capacité (en €/kW/an)	9,1012	7,8462	16,00%	7,0947	6,3072
Catégorie 3 composante volume (en €/Nm3)	0,1697	0,0806	110,55%	0,0880	0,0986
Catégorie 3 composante capacité (en €/kW/an)	12,7657	10,5087	21,48%	10,8608	8,2697
Rabais client effaçable (en €/kW/an)	-3,9874	-4,0068	-0,48%	-3,1145	-2,6180

Les redevances mensuelles fixes pour les utilisateurs des cat 1 et cat 2 sont identiques au niveau national et couvrent les frais de comptage.

Redevance mensuelle fixe		2025	2024	2023	2022
Cat 1	€/mois	8,64	7,92	7,74	7,00
Cat 2	€/mois	43,86	37,79	41,64	34,53

Le dernier tableau montre l'évolution des frais de réseau annuels, estimés pour différents types de clients<sup>11</sup>. Les chiffres pour 2022, 2023 et 2024 représentent les coûts estimés sur base des tarifs en vigueur au 1er janvier, sans tenir compte de la prise en charge par l'État des frais d'utilisation réseau des clients des catégories 1 et 2.

Coût annuel de l'utilisation réseau Dudelage [€/MWh]	2025	2024	Variation	2023	2022
CR - 27,5 MWh - CAT 1	30,06	21,81	37,81%	17,31	15,24
CR - 135 MWh - CAT 1	27,06	19,06	41,96%	14,62	12,81
CI - 275 MWh - CAT 2	28,02	16,25	72,41%	12,53	9,91
CI - 1,5 GWh CAT 3	21,36	12,37	72,71%	13,20	12,84
CI - 15 GWh - CAT 3	17,17	8,74	96,50%	9,70	10,12

<sup>11</sup> Voir note de bas de page n°5