



INSTITUT LUXEMBOURGEOIS  
DE RÉGULATION

---

LES TARIFS  
D'UTILISATION DES  
RESEAUX DE TRANSPORT  
ET DE DISTRIBUTION  
D'ELECTRICITE EN 2026

31 MARS 2026

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

1. Coûts à transposer en tarifs : Base légale .....	3
2. Contexte .....	3
2.1. Nécessité d'investir .....	3
2.2. Réforme du cadre européen .....	4
2.3. Des tarifs adaptés aux enjeux.....	6
3. Investissement, mise en perspective .....	6
4. Coûts à transposer en tarifs.....	8
4.1. Contribution de l'État aux coûts à transposer en tarifs .....	8
4.2. Evolution de la base de coûts à transposer en tarifs .....	9
5. Évolution de la base de coût par niveau de tension .....	10
5.1. Coûts du comptage .....	11
5.2. Coûts pour l'utilisation des réseaux.....	12
5.2.1. Évolution des coûts 220 kV .....	13
5.2.2. Évolution des coûts 65 kV .....	14
5.2.3. Évolution des coûts 20 kV .....	15
5.2.4. Évolution des coûts en 400 V .....	16
6. Recettes à générer .....	16
6.1. L'allocation de la contribution étatique aux différents niveaux de tension.....	17
6.2. Mécanisme de cascade des coûts.....	17
6.3. Recettes à générer par niveau de tension.....	18
6.4. Évolutions des recettes par niveau de tension.....	18
6.4.1. 220 kV .....	19
6.4.2. 65 kV .....	20
6.4.3. 20 kV .....	21
6.4.4. 400 V .....	22
7. Structure tarifaire en basse tension – mise en application 2026 .....	23

Par ses décisions du 22 décembre 2025<sup>1</sup>, la direction de l'ILR a approuvé les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution proposés par **les gestionnaires de réseau Creos, Sudstroum, Ville de Diekirch et Ville d'Ettelbruck** pour l'année 2026.

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

---

En vertu de l'article 20 de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité, 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/E24/18 arrêtant la méthodologie de détermination des coûts à transposer en tarifs pour la période de régulation 2025-2028. Le règlement ILR/E24/34 du 22 juillet 2024 fixant le coût moyen pondéré du capital est complété par le règlement ILR/E25/25 du 30 juin 2025 fixant le coût moyen pondéré du capital applicable aux investissements de l'année 2026.

Les règlements ILR/E23/49 du 15 novembre 2023 et ILR/E24/33 du 12 juillet 2024 complètent le dispositif en établissant les règles qui permettent aux opérateurs de réseaux de proposer des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels ainsi que des services accessoires selon la structure tarifaire adoptée.

## 2. Contexte

---

### 2.1. Nécessité d'investir

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

Dans le secteur de l'électricité, les réseaux constituent une infrastructure essentielle permettant l'acheminement de l'électricité, ceux-ci sont des biens d'utilité publique permettant d'assurer, à tout moment, l'adéquation entre la consommation et la production.

Le système électrique a évolué progressivement d'une situation dans laquelle la production était centralisée et s'adaptait à la demande, laquelle était quasiment complètement inélastique, vers un système dans lequel les productions sont de plus en plus décentralisées et intermittentes et où la demande serait appelée à proposer un certain niveau de flexibilité et ainsi mieux s'adapter à la disponibilité de la production. Cette nouvelle donne crée cependant de nouveaux enjeux pour les gestionnaires de réseaux.

La transition énergétique et l'électrification de nos sociétés impliquent une augmentation des flux d'énergie, une augmentation de la capacité requise sur les réseaux et une augmentation de la probabilité d'usages simultanés, responsables des pointes et potentiellement de congestions sur les réseaux.

Il en découle une nécessité d'augmenter et d'optimiser le niveau d'utilisation des infrastructures existantes, de débloquer le potentiel de flexibilité et d'investir judicieusement dans le développement de réseaux intelligents.

Dans le cadre de la mise en œuvre du Green Deal européen, la Commission européenne a publié en novembre 2023 un plan d'action pour le réseau (COM/2023/757) contenant une liste d'actions visant à garantir que les réseaux électriques européens transfrontaliers et locaux fonctionnent plus efficacement et qu'ils soient déployés plus largement et plus rapidement.

---

<sup>1</sup> Décision ILR/E25/41, ILR/E25/42, ILR/E25/43 et ILR/E25/44 du 22 décembre 2025, <https://www.ilr.lu/cadre-legal/>

Les constats posés au niveau européen sont partagés par l'ensemble des États membres avec toutefois des degrés variables quant à l'ampleur des efforts à consentir.

Les investissements à consentir sont particulièrement importants au niveau des réseaux de distribution et de leur intégration avec les réseaux de transport pour permettre une électrification massive des secteurs des transports, du chauffage et de l'industrie, intégrer les énergies renouvelables et résister aux phénomènes météorologiques extrêmes plus fréquents ainsi qu'aux cybermenaces.

Globalement, compte tenu la demande croissante liée à l'électrification de la société (mobilité, chauffage, l'industrie, etc.) et à la production d'hydrogène, la consommation d'électricité dans l'UE devrait augmenter d'environ 60 %<sup>2</sup> d'ici à 2030, de sorte que les réseaux devront devenir plus numérisés, décentralisés et flexibles, avec des millions de panneaux solaires sur les toits, des pompes à chaleur et des communautés énergétiques locales partageant leurs ressources, davantage d'énergies renouvelables on et offshore.

Il s'ensuit que les réseaux doivent disposer de capacités supplémentaires à une échelle massive. Plus particulièrement, selon certains experts, les volumes d'investissement dans les systèmes de distribution devraient doubler entre 2025 et 2050 par rapport à la moyenne des investissements réalisés entre 2020 et 2023<sup>3</sup>. Bien que ces besoins d'investissements représentent une augmentation significative, le coût de l'inaction serait encore plus élevé.

Ces constats sont globalement applicables au niveau du Luxembourg.

En effet, en se référant au PNEC<sup>4</sup>, les prévisions postulent que la consommation totale d'électricité en 2030 augmenterait de 34% par rapport à l'année 2023. L'augmentation affichée à l'horizon 2040 étant quant à elle estimée à 69%.

Les gestionnaires de réseaux sont donc appelés à anticiper les besoins et à investir de manière efficiente pour maintenir le niveau de qualité dont bénéficie les consommateurs luxembourgeois et la sécurité d'approvisionnement énergétique.

## 2.2. Réforme du cadre européen

Afin de stimuler les énergies renouvelables, de mieux protéger les consommateurs et de renforcer la compétitivité industrielle, la Commission a proposé en mars 2023 une réforme des règles existantes du marché de l'électricité, dans le cadre du plan industriel du pacte vert.

Les nouvelles règles relatives à la conception du marché de l'électricité sont entrées en vigueur le 16 juillet 2024 (EU) par le biais de modification des directives 2018/2001 et 2019/944 et des règlements 2019/942 et (EU) 2019/943.

Afin de soutenir la mise en œuvre de la réforme du marché de l'électricité, ainsi que la directive révisée sur les énergies renouvelables et le plan d'action pour une énergie abordable, la Commission a publié, le 2 juillet 2025, une recommandation et trois documents d'orientation<sup>5</sup>, les États membres et les régulateurs nationaux de l'énergie étant invités à en tenir compte lors de l'élaboration du cadre national. Les lignes directrices sur les redevances de réseau pérennes pour réduire les coûts du système (adoptées le 2 juillet

---

<sup>2</sup> Grid Action Plan (COM/2023/757) – plan d'action de l'UE pour les réseaux

<sup>3</sup> <https://powersummit2024.eurelectric.org/grids-for-speed/>

<sup>4</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>5</sup> Communications relatives aux technologies innovantes et aux voies de déploiement des énergies renouvelables, aux zones de développement des infrastructures de stockage et de réseaux et à la tarification des coûts des réseaux - [https://energy.ec.europa.eu/news/commission-continues-action-lower-energy-bills-new-guidance-renewables-grids-infrastructure-and-2025-07-02\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/commission-continues-action-lower-energy-bills-new-guidance-renewables-grids-infrastructure-and-2025-07-02_en),

2025) ont pour objectif principal de veiller à ce que les tarifs pour l'accès et l'usage des réseaux électriques soient conçus de manière à minimiser les coûts globaux du système, à utiliser de manière optimale les infrastructures existantes et à éviter de nouveaux investissements inutiles, tout en soutenant la transition vers un système énergétique décarboné et flexible. Plutôt que de maintenir des structures tarifaires « forfaitaires » ou basées sur la consommation, les lignes directrices préconisent des modèles de tarification plus granulaires, basés sur des incitations et qui reflètent davantage les coûts réels de l'utilisation du réseau (infrastructures, pics, congestion, pertes, etc.)

Ces lignes directrices renforcent et accentuent la légitimité des évolutions prônées par l'Institut, tant au niveau de la méthodologie de détermination des coûts à transposer en tarifs que des évolutions proposées au niveau des structures tarifaires proprement dites.

La Commission reconnaît le caractère incitatif des tarifs en ce qui concerne le comportement des utilisateurs et les décisions d'investissement dans les infrastructures. La conception des méthodologies tarifaires représente un levier permettant d'influencer la manière dont l'électricité est utilisée (quand, où, en quelle quantité) afin d'améliorer l'efficacité du système.

La guidance européenne énonce également plusieurs principes recommandés pour concevoir des tarifs réseaux « à l'épreuve du temps ». Parmi ceux-ci figurent :

- La planification transparente du réseau, le suivi des capacités disponibles et une meilleure allocation de la capacité réservée mais inutilisée afin d'éviter que les capacités « immobilisées » n'entravent l'utilisation efficace du réseau et les effets induits sur les coûts.
- L'évolution des principes de couverture des frais de raccordement pour y intégrer une composante de localisation reflétant les capacités disponibles et ou les investissements nécessaires pour libérer la capacité demandée à cet endroit.
- La lutte contre les distorsions pour les nouvelles technologies, en particulier le stockage.
- L'adaptabilité du cadre réglementaire et tarifaire pour rendre les tarifs plus dynamiques et évolutifs.
- La réflectivité des coûts et l'équité.
- L'incitation à adopter des comportements vertueux par rapport aux réseaux et à favoriser une utilisation efficace du réseau.
- La possibilité d'un soutien public pour alléger les coûts de transition.

Fondamentalement les tarifs doivent toujours refléter les coûts réels du réseau et reposer sur une répartition équitable de ces coûts entre les utilisateurs en fonction de leur impact sur le réseau, et ce faisant, les tarifs doivent encourager les utilisateurs de réseaux à adopter des comportements en phase avec les contraintes de l'exploitation et du développement de réseaux efficaces à un coût abordable. Par exemple, les tarifs peuvent encourager les utilisateurs de réseaux à déplacer leur consommation à des moments et/ou des endroits plus propices, où le réseau est moins sollicité, ce qui permet de réduire ou de retarder la nécessité de nouveaux investissements dans les réseaux et par conséquent, de maîtriser l'évolution des coûts à supporter par la collectivité.

La Commission européenne n'exclut pas la possibilité d'un soutien public pour alléger les coûts de transition. Les lignes directrices préconisent l'injection de fonds publics pour soutenir les coûts globaux du réseau moyennant certaines conditions. Le montant injecté doit être suffisamment limité afin de préserver l'égalité des conditions de concurrence entre les États membres et de garantir que l'effet incitatif des redevances de réseau sur le comportement des consommateurs soit préservé. L'injection ne devrait couvrir que les coûts supplémentaires résultant des mesures visant à accélérer la décarbonation et l'intégration du marché, et pourra par exemple permettre un amortissement plus rapide des investissements réalisés dans ce contexte.

C'est à ce titre que la loi du 19 décembre 2025 relative à une contribution de l'État aux coûts à transposer en tarifs pour l'utilisation des réseaux électriques pour l'année 2026 (ci-après la « loi du 19 décembre 2025 »)

prévoit une intervention à hauteur de 150 M€ venant en déduction des recettes à générer pour couvrir la base de coûts de l'année 2026.

## 2.3. Des tarifs adaptés aux enjeux

C'est pour cela que la nouvelle méthodologie tarifaire mise en œuvre par le règlement ILR/E24/18 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 explique et nomme objectivement 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 le 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.

## 3. Investissement, mise en perspective

---

Afin de soutenir le développement économique du pays et d'accompagner la croissance permanente de la population, des investissements réguliers dans les réseaux sont indispensables pour maintenir un niveau de sécurité et de qualité d'approvisionnement adéquat.

Dans ce cadre, les évolutions démographique, sociale et économique attendues d'ici 2030 se traduiraient par une augmentation globale des besoins en électricité de plus de 30 %<sup>6</sup> par rapport à la situation actuelle.

La production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables continuerait de progresser et l'on anticipe un doublement des capacités installées au cours de la même période.

Malgré cette évolution favorable des moyens de production au niveau national, le pays reste dépendant de l'intégration dans le marché intérieur européen et les importations restent prépondérantes pour couvrir les besoins en électricité.

---

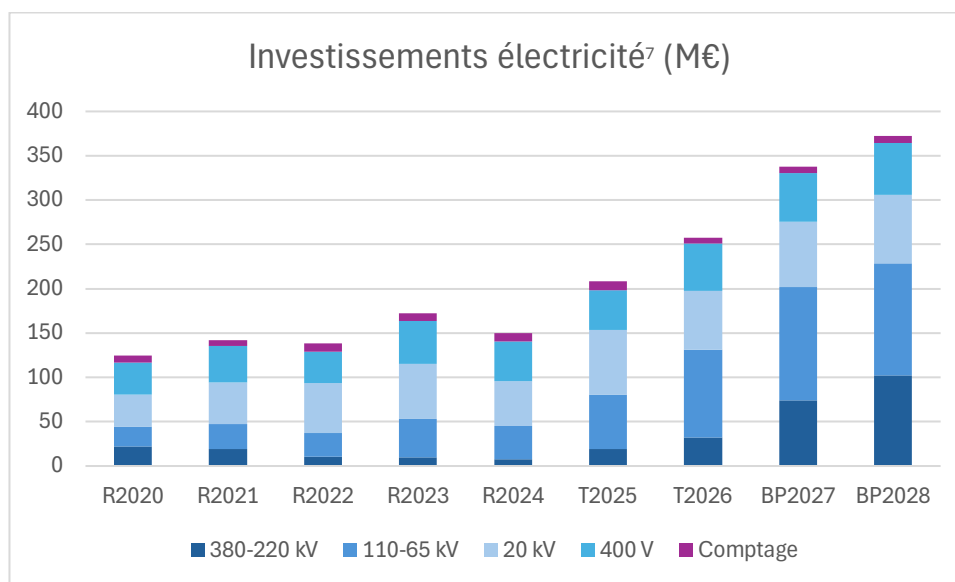
<sup>6</sup> Bericht über die Versorgungssicherheit im Strombereich in Luxemburg, 31. Juli 2024

À ce titre, la capacité d'importation doit être augmentée. Ainsi par exemple, le « projet 380 » de Creos devrait permettre de sécuriser une capacité d'importation de pointe de l'ordre de 1 500 MW, contre environ 980 MW actuellement.

Par ailleurs, la flexibilité de la demande, par exemple en matière de processus industriels ou l'utilisation de charges flexibles comme les véhicules électriques ou les pompes à chaleur, si elle est efficacement mobilisée, pourrait contribuer de manière significative à la réduction de la charge de pointe. Cette mobilisation nécessite toutefois des investissements pour rendre les réseaux plus intelligents et les interactions plus digitales.

Dans ce cadre, la modernisation des réseaux aptes à gérer des flux de plus en plus variables nécessite de poursuivre les investissements en équipements de mesure, de surveillance et de télécommande.

Les dépenses d'investissement dans les réseaux et les installations de comptage réalisées au cours des années 2020 à 2024 (R), les montants prévisionnels correspondant retenus pour l'établissement des tarifs 2025 et 2026 (T), et finalement les chiffres indicatifs des plans d'affaires prévisionnels pour les années 2027 et 2028 (BP), confirment les constats posés ci-avant.



Globalement le niveau des investissements moyens sur la période 2020 – 2024 s'établit à un peu plus de 145 M€ par an.

Les investissements envisagés dans le cadre des plans de développement des réseaux de transport et de distribution d'électricité pour la période 2025-2028 mettent en avant un niveau moyen d'investissement annuel de l'ordre de 294 M€, en augmentation par rapport aux estimations précédentes principalement pour les prévisions 2027 et 2028 en raison du contexte tendu au niveau des filières d'approvisionnement des équipements prépondérants se traduisant par des délais de livraisons importants et une hausse des prix.

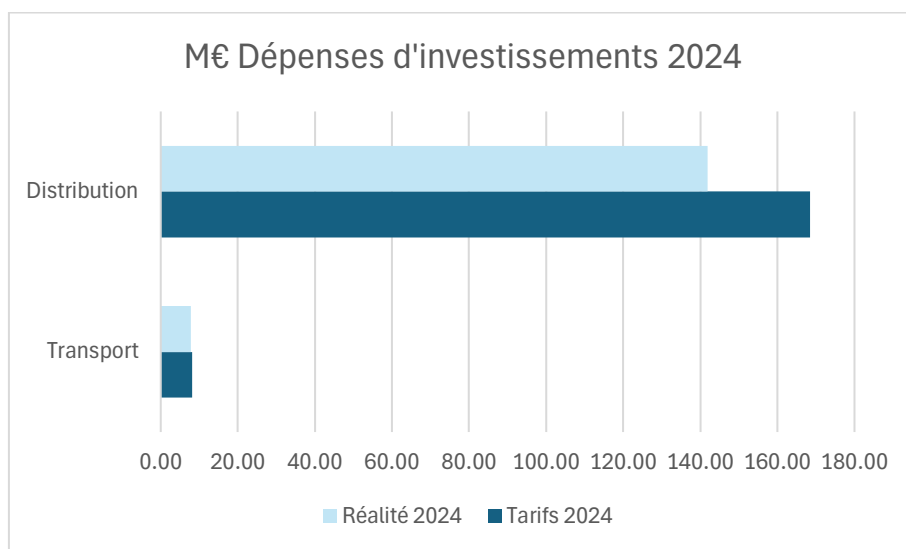
Si la tendance est facilement observable et correspond aux ambitions pour le pays, il convient toutefois d'être prudent, particulièrement en matière de prévisions tant en termes de délais de réalisation que de coût.

En effet, le contexte économique global reste volatil lorsqu'il est question du prix des équipements et des services que les gestionnaires de réseaux doivent se procurer. En effet, pour ce qui concerne le coût des

<sup>7</sup>Données pour l'ensemble des gestionnaires de réseaux. Pour les années 2027 à 2028, extrapolation par moyenne mobile pour Sudstream, ville de Diekirch et ville d'Ettelbruck à partir des données 2024 et 2025.

ressources externes (matériel et services) les conditions de marché sont relativement tendues en cette période où tous les opérateurs de réseaux européens investissent massivement dans les réseaux alors que le volume de production des équipements autant que les compétences et ressources humaines nécessaires sont limités à court et moyen terme.

Par conséquent, il convient de rester vigilant et de limiter le risque de surestimation budgétaire. L'exercice 2024 fait état d'un retard des dépenses réelles par rapport aux prévisions. L'analyse des écarts telle que prévue par la méthodologie tarifaire 2025-2028, permettra de préciser davantage les facteurs à l'origine des différences entre réalité et prévisions pour, le cas échéant, ajuster les prochaines prévisions de dépenses à couvrir par les tarifs.



Ce contexte souligne, si besoin était, la pertinence et l'importance de la mise en œuvre des dispositions de l'article 27bis de la loi modifiée du 1<sup>er</sup> août 2007, lesquelles prévoient l'établissement d'un plan de développement pour le transport<sup>8</sup> et pour la distribution, ainsi que l'importance que revêt l'analyse des écarts entre dépenses réelles et dépenses initialement prévues pour l'établissement des tarifs telle que le prévoit l'article 8 du règlement ILR/E24/18 du 28 juin 2024 arrêtant les méthodes de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux et détermination des coûts à transposer en tarifs.

En effet l'analyse ex-post annuelle des dépenses réelles, la détermination des écarts par rapport aux prévisions ainsi que la mise à jour, au moins tous les deux ans, des plans d'investissements deviennent 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.

## 4. Coûts à transposer en tarifs

### 4.1. Contribution de l'État aux coûts à transposer en tarifs

D'après la communication<sup>9</sup> du Ministre ayant l'énergie dans ses attributions, « [...] L'accord de coalition prévoit que le Gouvernement analysera différents modèles de financement pour le développement du réseau afin d'éviter que les consommateurs ne se voient confrontés à une explosion des coûts de réseau

<sup>8</sup> <https://www.creos-net.lu/particuliers/creos-luxembourg/ndp>

<sup>9</sup> <https://gouvernement.lu/dam-assets/images-documents/actualites/2025/12/02-delles-aides-electricite/20251202-conference-de-presse-nouvelles-aides-tatiques-pour-allger-la-facture-dlectricit.pdf>

[...]. Dès le 1er janvier 2026 et pour au moins trois ans, l'État prendra en charge une partie importante des frais de réseau. Au total, 150 millions d'euros seront investis pour l'année 2026 [...] ».

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

L'Institut a pris en compte la contribution prévue par l'Etat aux coûts à transposer en tarifs pour l'utilisation des réseaux électriques pour l'année 2026.

L'exposé des motifs de la loi en question mentionne que la contribution étatique intervient en amont de la transposition des coûts en tarifs « sans en modifier les modalités qui sont fixées dans un règlement pris par l'Institut ».

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

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

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

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

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

## **4.2. Evolution de la base de coûts à transposer en tarifs**

Le revenu maximal autorisé pour 2026 s'établit à 345,1 M€ à couvrir d'une part par les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs de comptage et de l'autre part, à concurrence de 150 M€ par les contributions de l'État tel qu'introduit par la loi du 19 décembre 2025.

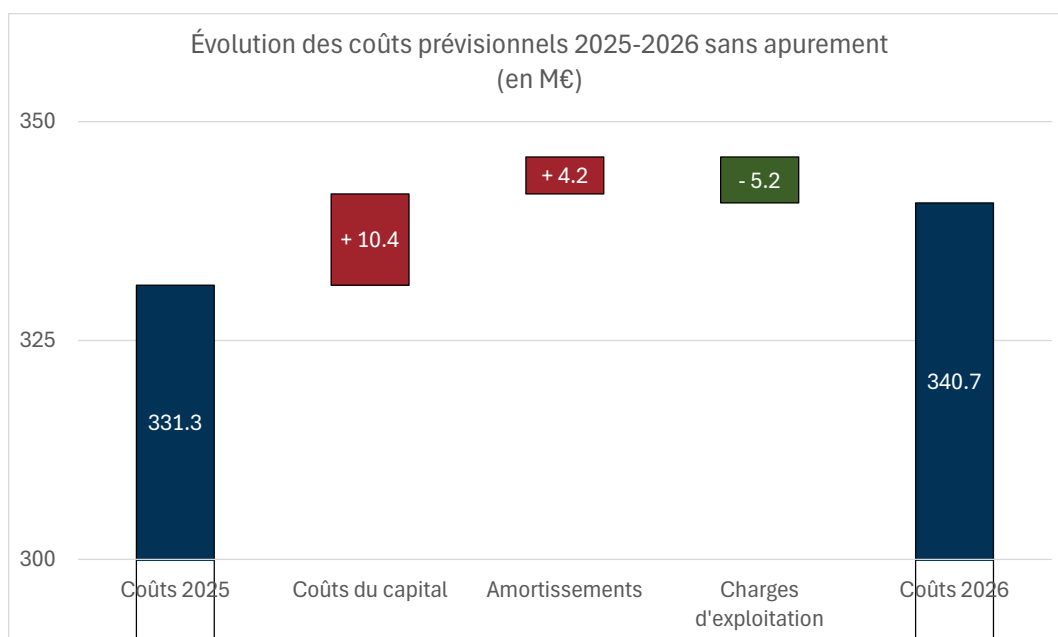
Les coûts du réseau reflètent l'ambitieux programme d'investissements destiné à assurer la sécurité d'approvisionnement et à faciliter la décarbonation de la société au Grand-Duché de Luxembourg. Ces investissements se traduisent par une croissance nette de la base d'actifs à financer.

Les tarifs sont en outre 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 2026 s'élèvent respectivement à 5,06 % pour les actifs immobilisés avant 2025 et à 6,23 % pour les investissements à partir du 1er janvier 2026 en légère baisse par rapport à 2025 (6,37%), là où le taux uniforme en vigueur auparavant était de 4,81 % (2020-2024).

Par conséquent, en raison du volume d'investissement prévisionnel élevé, le coût de financement augmente de respectivement 10,4 M€ pour la rémunération des capitaux investis et 4,2 M€ pour les amortissements.

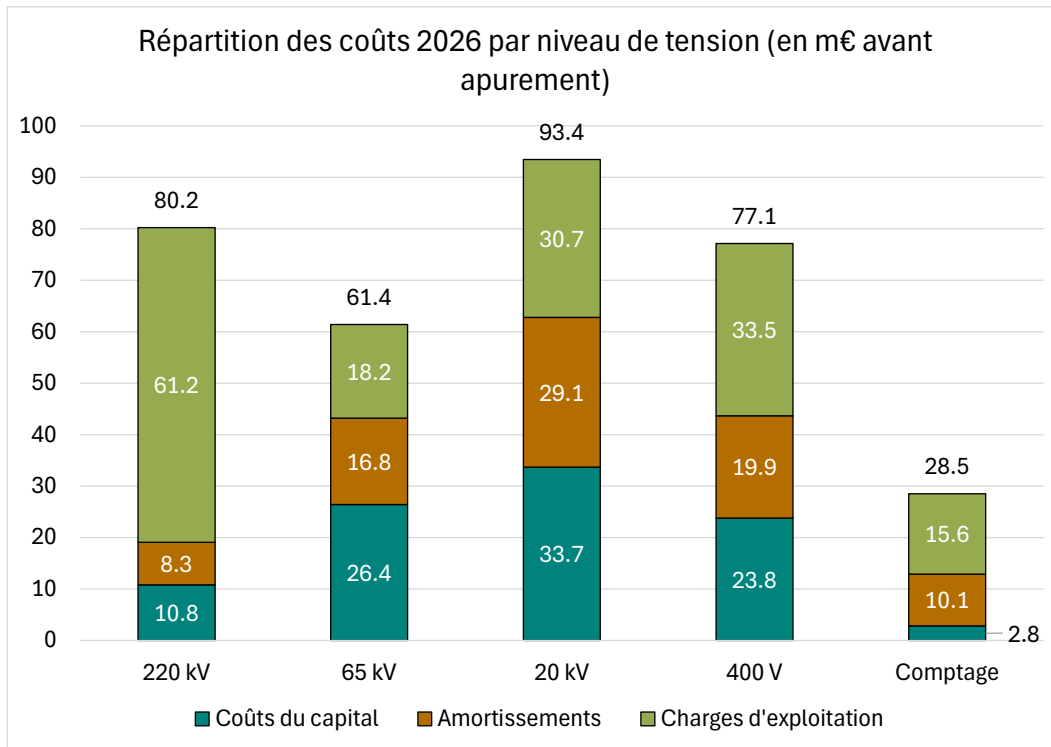
Les charges opérationnelles anticipées pour 2026 sont dans leur ensemble en diminution de 5,2 M€ par rapport à 2025. Cette diminution s'explique essentiellement par la réduction attendue au niveau des services auxiliaires, de la coopération transfrontalière et des pertes réseaux, alors que les autres postes de coûts affichent une augmentation cohérente avec l'augmentation du niveau d'activité en matière d'exploitation et de développement des réseaux.

En l'absence de subside, la base de coût évolue de la manière suivante :



## 5. Évolution de la base de coût par niveau de tension

Les coûts totaux avant cascade (340,7 M€ hors l'apurement de 4,4 M€) se répartissent comme suit sur les différents niveaux de tension et activités.

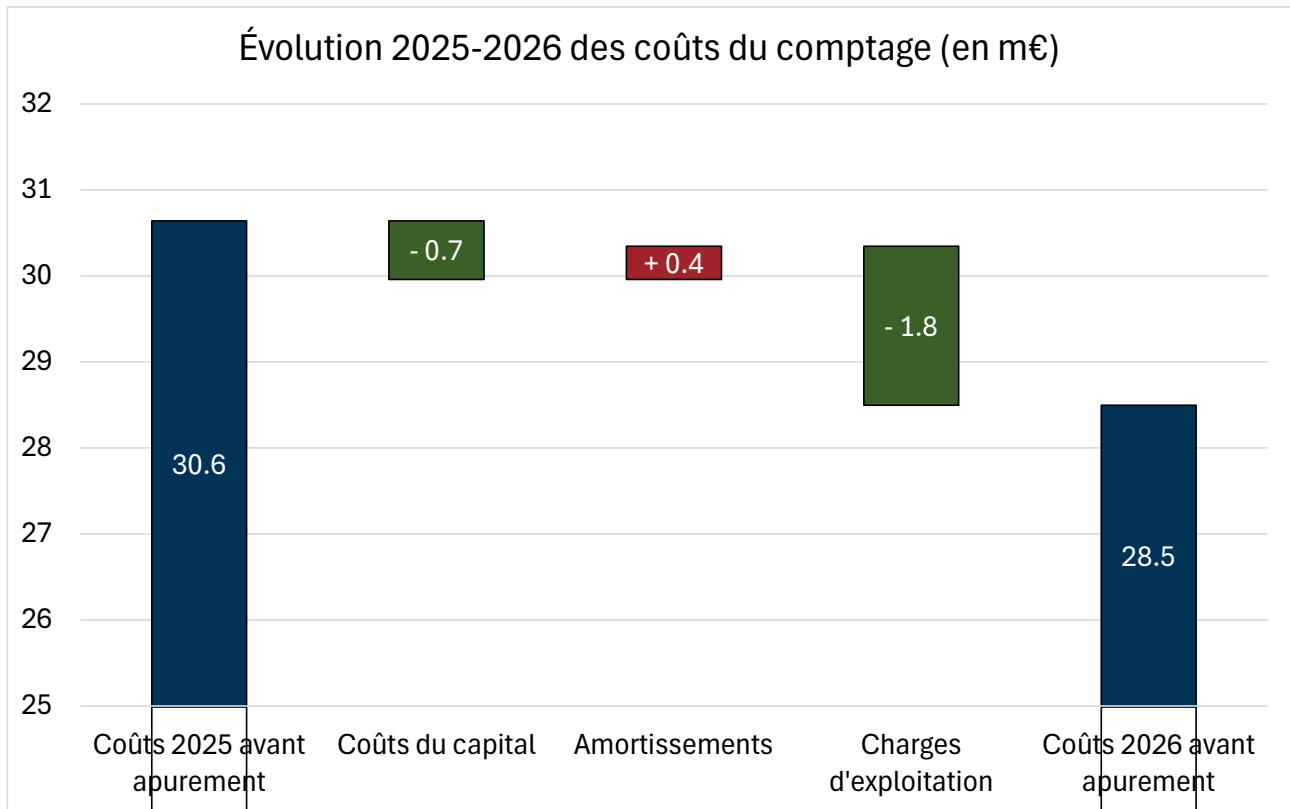


## 5.1. Coûts du comptage

Pour ce qui concerne le comptage, les évolutions observées entre 2026 et 2025, reflètent l'évolution de l'infrastructure (amortissements, coûts du capital), mais également la mise en place de la plateforme nationale de données Leneda. 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<sup>10</sup>.

Au niveau de l'activité de comptage, les dépenses prévisionnelles affichent une diminution entre 2025 et 2026, principalement en raison d'une diminution attendue des charges d'exploitation. Cette évolution s'explique par le fait que les coûts de développement liés à la plateforme Leneda devraient être nettement plus faibles en 2026 et par une diminution des besoins en termes de maintenance et de sous-traitance. Par ailleurs, à partir de l'exercice 2026, la facturation effective des coûts de l'activité de comptage aux différents opérateurs remplace la méthode d'allocation de ces coûts utilisée par le passé et ce, pour une plus grande réflectivité des coûts.

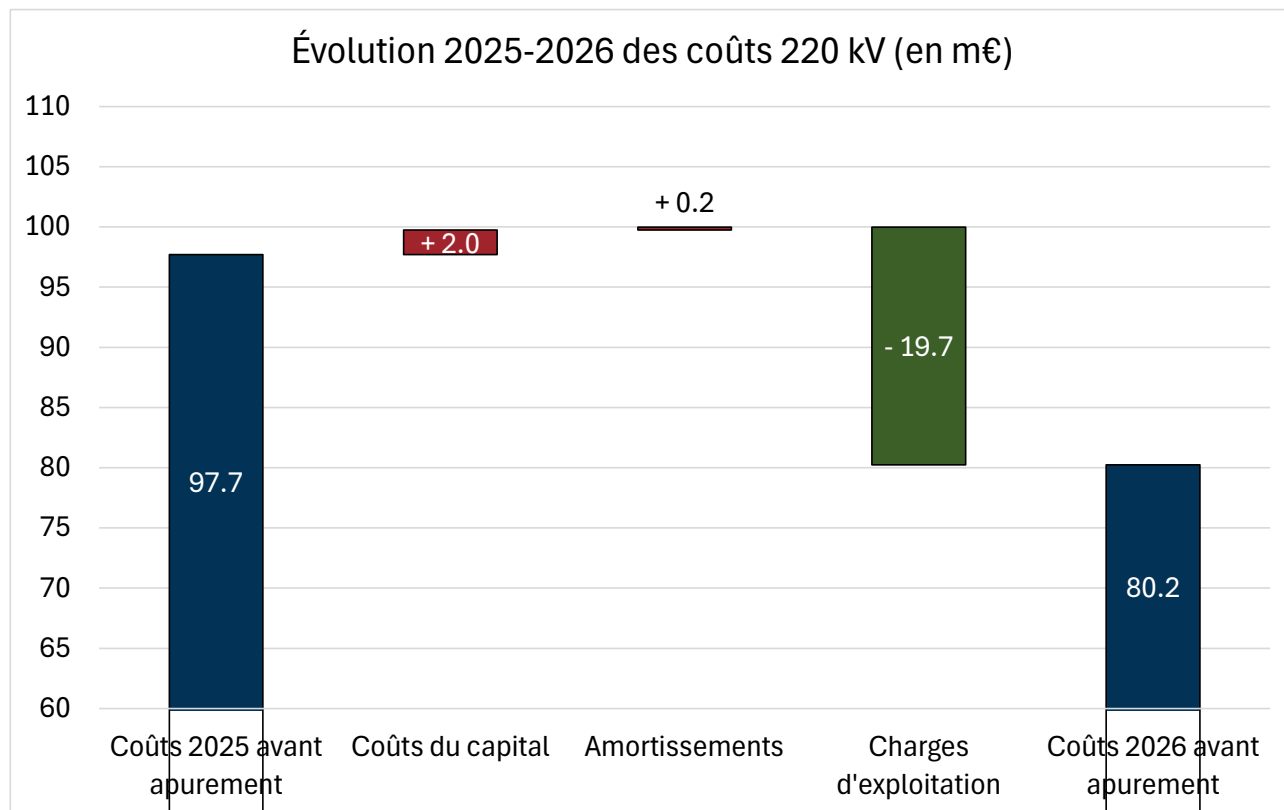
<sup>10</sup> [https://energy.ec.europa.eu/news/commission-adopts-new-implementing-act-improve-access-metering-and-consumption-data-2023-06-06\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/commission-adopts-new-implementing-act-improve-access-metering-and-consumption-data-2023-06-06_en)



## 5.2. Coûts pour l'utilisation des réseaux

Bien évidemment les différents niveaux de tensions sont interconnectés et font partie du tout permettant d'assurer l'équilibre en temps réel entre production et consommation tout en garantissant des critères de qualité comme la fréquence et la tension. Il est cependant possible d'identifier la base de coûts propre à chaque niveau de tension de sorte à établir finalement les tarifs les plus représentatifs des coûts pour chacun de ceux-ci. De manière générale les constats relatifs à l'évolution de l'enveloppe globale des coûts restent valables lorsqu'il est question des coûts par niveau de tension avec toutefois certaines modulations.

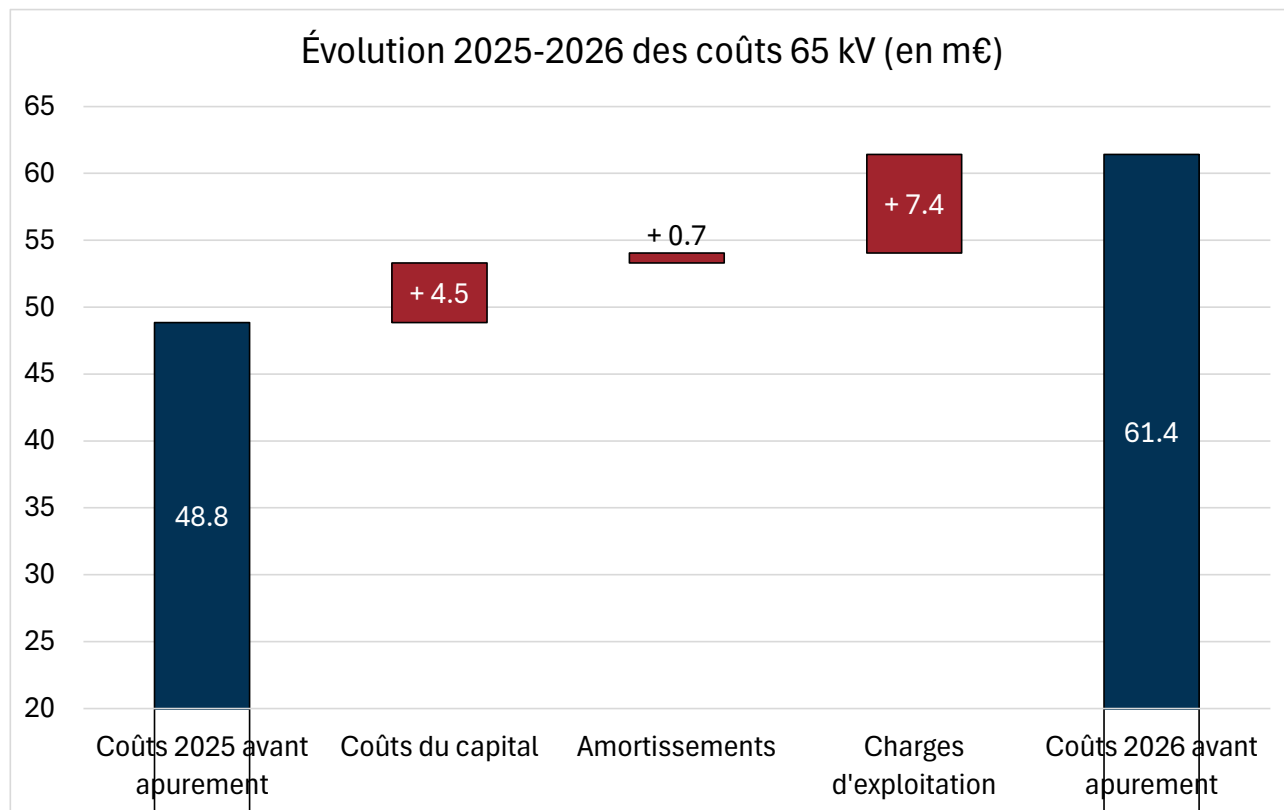
### 5.2.1. Évolution des coûts 220 kV



La diminution des charges d'exploitation afférentes au transport s'explique principalement par la diminution attendue des dépenses relatives aux services auxiliaires prestés par Amprion et une meilleure allocation des coûts pour la compensation des pertes de réseaux. On peut également noter une diminution des coûts de la coopération transfrontalière<sup>11</sup>. Ces éléments compensent largement l'augmentation des charges prévisionnelles pour l'entretien et l'exploitation des réseaux de transport.

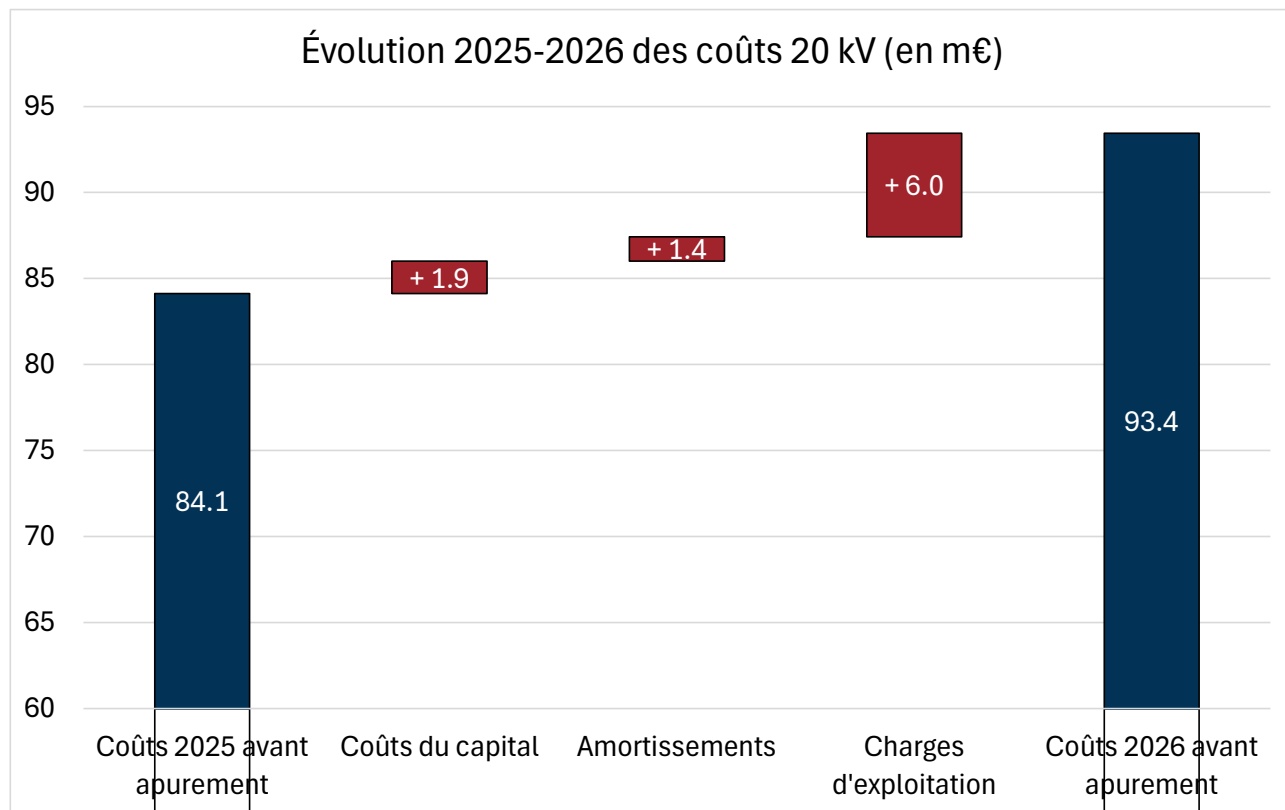
<sup>11</sup> les GRT, avec le soutien des centres de coordination régionaux, collaborent et réalisent des études de prévision de flux et de besoins de capacité transfrontalière, établissent des procédures quotidiennes pour optimiser les capacités d'échanges de chaque interconnexion, ces procédures sont coordonnées et mise en œuvre par les centres de coordination régionaux ( TSCNET pour le Luxembourg, <https://www.tscnet.eu/>)

## 5.2.2. Évolution des coûts 65 kV



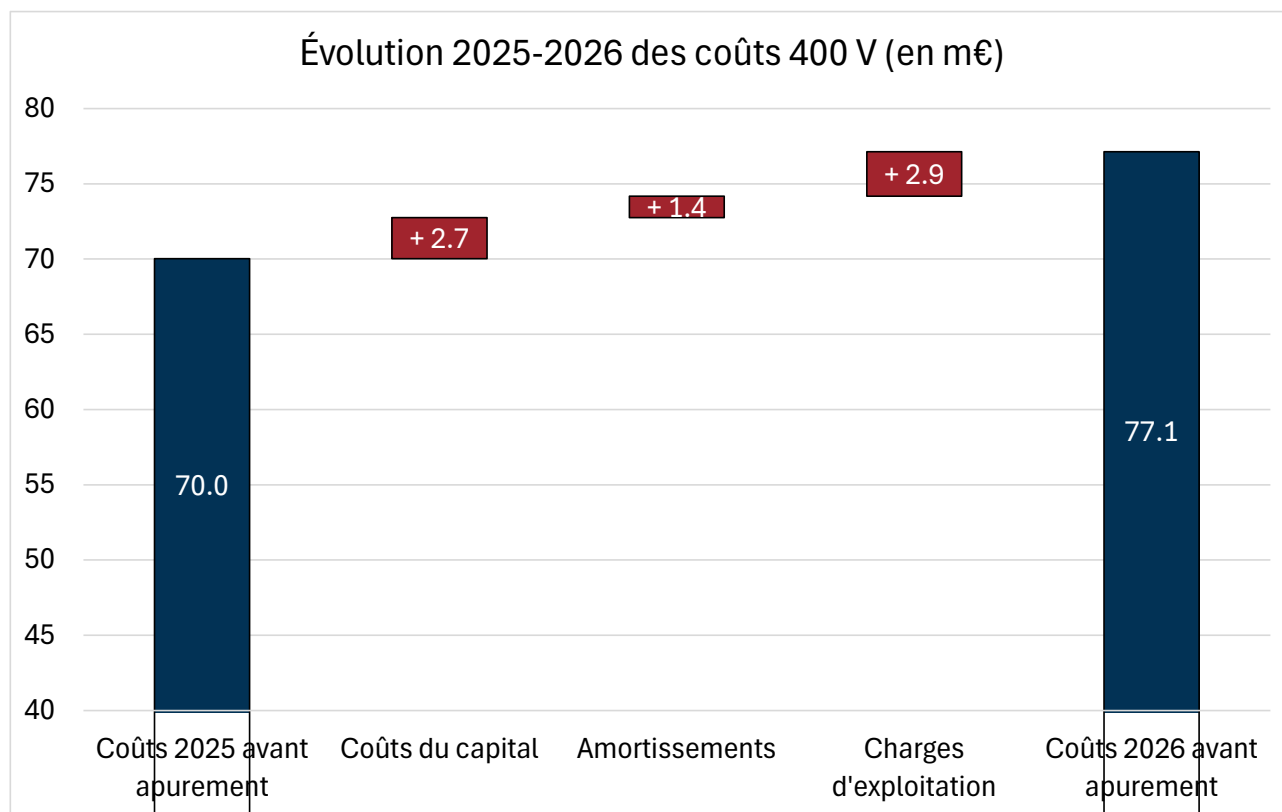
Au-delà des effets induits par les investissements, ce sont les charges d'exploitation prévisionnelles qui présentent une augmentation significative par rapport à la base de coût établie pour 2025. Les charges prévisionnelles pour la gestion et l'exploitation des réseaux font état d'une augmentation en ligne avec le niveau d'activité attendu et la mise en œuvre des plans du personnels et des coûts associés, ainsi que de l'augmentation des prix des biens et services. A cela s'ajoutent les premières dépenses prévisionnelles en matière de démantèlement dans le cadre de la mise en œuvre du programme d'investissement. Il convient également de noter que les prévisions en matière de coûts pour la compensation des pertes conduisent à observer une augmentation des dépenses anticipées pour la distribution.

### 5.2.3. Évolution des coûts 20 kV



Les constats relatifs à l'évolution de l'enveloppe globale des coûts trouvent également à s'appliquer ici.

## 5.2.4. Évolution des coûts en 400 V



Les constats relatifs à l'évolution de l'enveloppe globale des coûts trouvent également à s'appliquer ici même si proportionnellement l'augmentation des charges d'exploitation prévisionnelles est proportionnellement moins élevée par rapport à l'exercice tarifaire 2025.

Les coûts pour 2026 sont établis sur base d'une vision prospective permettant de mettre en évidence les ressources opérationnelles et les moyens nécessaires pour correspondre aux besoins anticipés par les gestionnaires de réseaux pour la période considérée, tenant également compte de la réalité des dépenses observées en 2024.

## 6. Recettes à générer

Le revenu maximal autorisé d'un gestionnaire de réseau correspond au niveau du chiffre d'affaires que le gestionnaire de réseau est autorisé à réaliser moyennant les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs des services accessoires prélevés auprès des utilisateurs du réseau. Ces revenus maximaux se basent sur une estimation prévisionnelle des moyens, financiers et humains, à mobiliser par un gestionnaire de réseau efficient pour l'exercice de ses missions dans l'intérêt de la collectivité.

Les revenus maximaux autorisés sont donc des revenus prévisionnels que les tarifs doivent générer pour couvrir les coûts qu'un gestionnaire de réseau efficient doit encourir dans l'exercice de ses missions légales.

Pour déterminer les revenus à générer et les tarifs correspondants, dans une logique de réflexivité des coûts et des usages, il convient donc d'affecter les coûts aux comportements, aux usages qui les génèrent ou qui, à tout le moins, les influencent de manière significative.

La dimension pertinente pour l'analyse est ici le niveau de tension. En effet de manière générale, chaque niveau de tension se caractérise par un réseau qui lui est propre et qui remplit fondamentalement deux fonctions. La première est d'alimenter ou d'absorber la production des utilisateurs de réseau raccordés à ce

niveau de tension, la seconde est d'alimenter les réseaux en aval, et le cas échéant d'absorber leurs excédents de production.

C'est ainsi que les coûts identifiés pour chaque niveau de tension doivent être en partie affectés aux réseaux en aval. C'est le mécanisme de cascade des coûts entre les niveaux de tension qui permet de déterminer les recettes à générer par les tarifs applicables aux utilisateurs de chaque niveau.

Ce mécanisme de cascade se base autant que possible sur des éléments objectifs et mesurables, représentatifs de la réalité technique en application du principe de réflectivité des coûts.

## 6.1. L'allocation de la contribution étatique aux différents niveaux de tension

La détermination des enveloppes de coûts par niveau de tension doit tenir compte pour 2026, de la mise en œuvre des dispositions de l'article 2 de la loi du 19 décembre 2025.

En effet, en régime, la détermination du revenu maximal autorisé se fonde sur la correspondance entre la base de coûts à couvrir par les tarifs et les recettes à générer par ces derniers. De manière triviale, les recettes à générer par les tarifs doivent permettre de couvrir les coûts.

Or, conformément aux dispositions de la loi du 19 décembre 2025, les recettes à générer par les tarifs 2026 tiendront compte d'une intervention à hauteur de 150 M€ venant en déduction des recettes à générer pour couvrir la base de coûts de l'année 2026.

En l'occurrence, la répartition de la contribution étatique de 150 M€ aux différents niveaux de tension produit les effets suivants :

Contribution de l'État	Imputation	Effet après cascade
220kV	-71 000 000	-2 028 140
65kV	-41 500 000	-19 526 177
20kV	-37 500 000	-73 291 507
400V	0	-55 154 176
<b>Total</b>	<b>-150 000 000</b>	<b>-150 000 000</b>

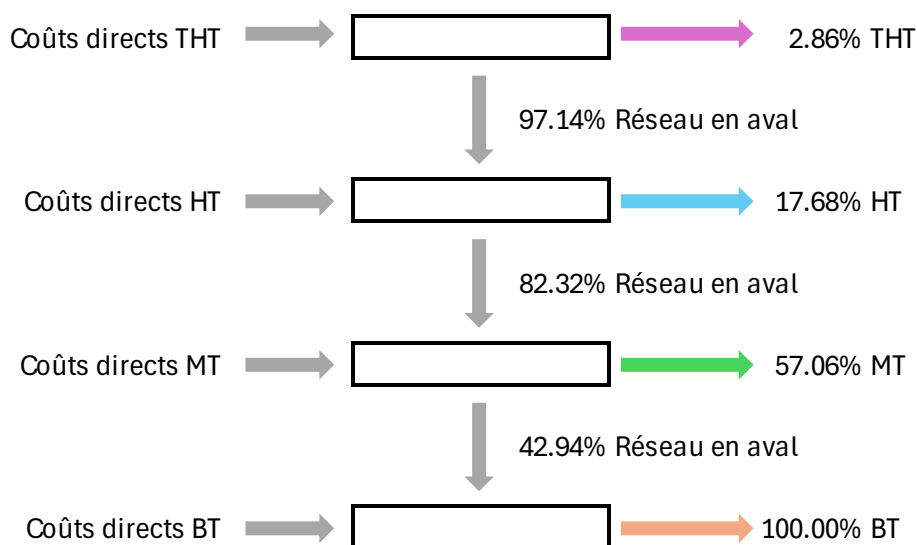
L'objet de la contribution de l'État qui résulte de la loi du 19 décembre 2025 est l'expression de la volonté politique du gouvernement d'assurer un impact budgétaire direct de 150 millions d'euros pour l'année 2026. La contribution de l'État couvre, en tant que frais d'exploitation négatifs, une quote-part des dépenses des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de l'année 2026. Après la déduction de la contribution de l'État du revenu maximal autorisé, le solde est transposé en tarifs d'utilisation des réseaux, qui sont à la charge des utilisateurs du réseau.

## 6.2. Mécanisme de cascade des coûts

Actuellement, le mécanisme de cascade du revenu maximal autorisé imputé à un niveau de tension vers les niveaux de tension situés en aval est réalisé au prorata de la puissance maximale prévisionnelle demandée par les niveaux en aval au moment de la puissance maximale prévisionnelle du niveau considéré.

De manière analogue, les contributions définies dans la loi sur la contribution de l'État sont directement imputées aux niveaux de tension concernés, et produisent donc, via la cascade, également des effets sur les niveaux de tension situés en aval.

En se fondant sur les volumes de prélèvements prévisionnels, la cascade pour 2026 conduit à allouer les coûts de la manière suivante :



Par rapport à la cascade 2025, on constate que les puissances de prélèvement prévisionnelles affichent une décroissance relative en haute (HT) et moyenne tension, notamment en raison de l'adoption de l'autoconsommation d'une part, et une augmentation des besoins en capacité et de la contribution à la pointe du système des utilisateurs en très haute (THT) et en basse tension (BT), d'autre part.

### 6.3. Recettes à générer par niveau de tension

Pour finaliser le processus conduisant à l'établissement des recettes à générer par les tarifs, il convient, après la cascade, d'intégrer l'apurement du compte de régulation tel qu'identifié pour chaque niveau de tension et pour chaque service accessoire.

### 6.4. Évolutions des recettes par niveau de tension

La détermination des recettes à générer par niveau de tension doit tenir compte pour 2026, de la mise en œuvre des dispositions de l'article 2 de la loi du 19 décembre 2025.

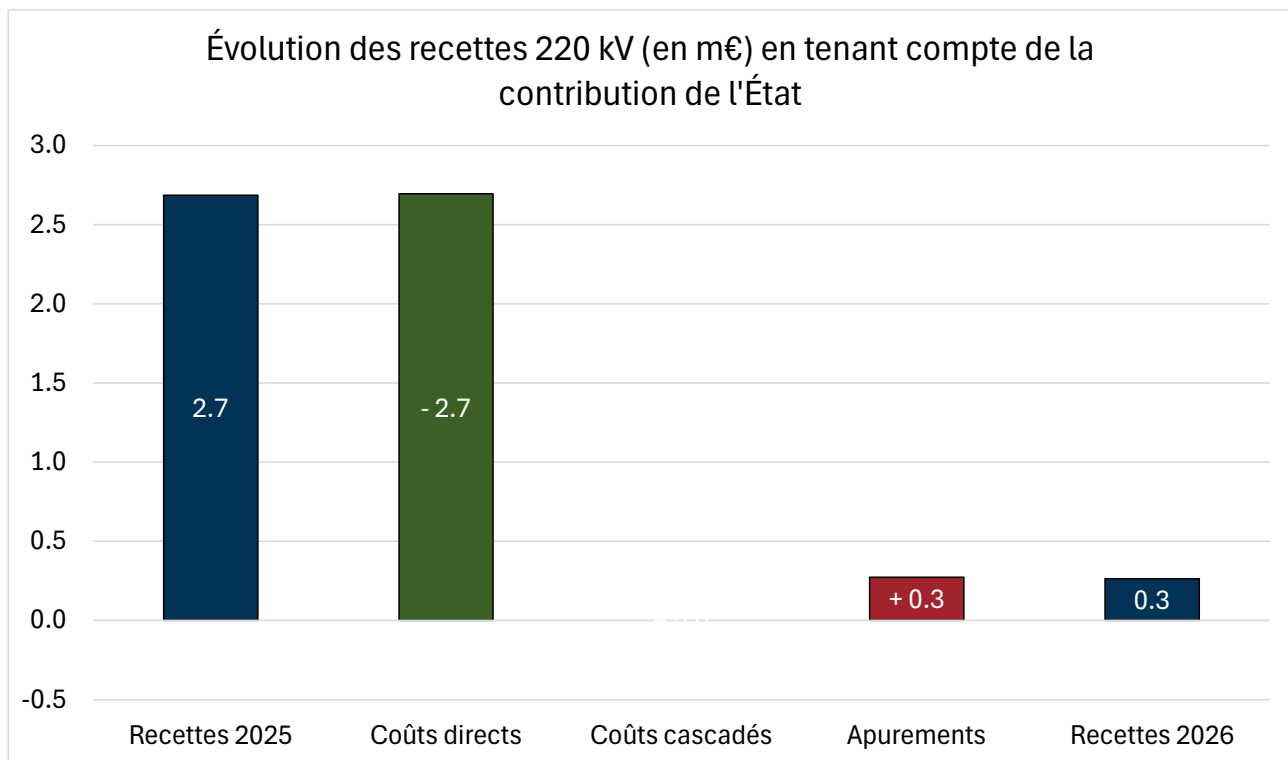
Ainsi, sur base de l'enveloppe des coûts à transposer en tarifs pour l'exercice 2026, en tenant compte de la contribution de l'État aux coûts, le solde du revenu maximum autorisé à transposer en tarifs d'utilisation des réseaux à charge des utilisateurs du réseau en 2026 se traduit par les recettes à générer suivante :

Recettes par niveau/activité (M€)	2025	2026 avec contribution de l'État	Réduction en %
220kV	2.7	0.3	-90.2%
65kV	24.0	5.1	-78.8%
20kV	102.6	47.2	-54.0%
400V	166.3	112.4	-32.4%
Comptage	31.0	30.2	-2.6%
<b>Total</b>	<b>326.6</b>	<b>195.1</b>	<b>-40.2%</b>

### 6.4.1. 220 kV

L'évolution de la puissance maximale prévisionnelle demandée par les utilisateurs du réseau 220 kV conduit à une diminution des coûts directement affectés au 220 kV et dans le même temps, la diminution des coûts d'Amprion et de la couverture des pertes en réseaux pour ce niveau de tension contribue davantage à réduire le niveau des recettes à générer par les tarifs 2025.

Compte tenu de l'application des dispositions légales, la prise en charge par l'État réduit significativement les recettes à générer par les tarifs qui seront payés par les utilisateurs de réseau en 2026, comme l'illustrent les tableaux ci-dessous.



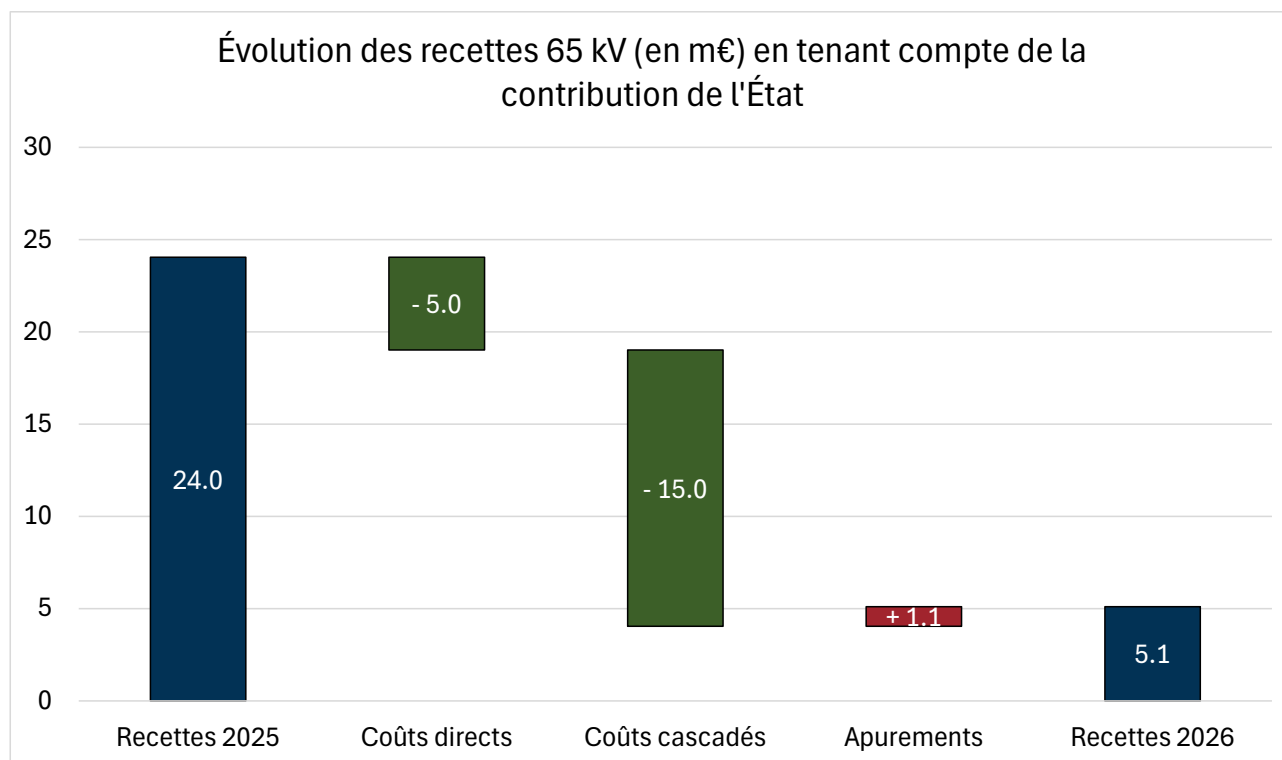
Tarifs 220 kV	2026				2025				Variation			
	Utilisation <3.000 h		Utilisation >3.000 h		Utilisation <3.000 h		Utilisation >3.000 h		Utilisation <3.000 h		Utilisation >3.000 h	
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh
	1.11	0.0023	6.54	0.0005	10.78	0.0206	54.10	0.0061	-89.68%	-88.67%	-87.92%	-91.46%

## 6.4.2. 65 kV

La base de coûts à transposer en tarifs pour 2026 est en légère augmentation.

Par rapport à 2025, l'évolution de la puissance maximale prévisionnelle demandée par les utilisateurs du réseau 65 kV conduit à une légère augmentation des coûts directement affectés au 65 kV. Dans le même temps, l'évolution de la puissance de prélèvement demandée sur les réseaux en aval conduit à augmenter le niveau des coûts cascades. Finalement, l'apurement du compte de régulation pour ce niveau de tension contribue également à augmenter le niveau des recettes à générer par les tarifs 2026 en 65 kV.

Au-delà de tous ces effets, la prise en charge par l'État en application des dispositions légales réduit significativement les recettes à générer par les tarifs qui seront payés par les utilisateurs de réseau en 2026.



Pour la grande majorité des utilisateurs 65 kV, la baisse tarifaire se situe de l'ordre de 80 % pour ce qui concerne les tarifs pour l'utilisation des réseaux.

Tarifs 65 kV	2026				2025				Variation			
	Utilisation < 3.000 h		Utilisation > 3.000 h		Utilisation < 3.000 h		Utilisation > 3.000 h		Utilisation < 3.000 h		Utilisation > 3.000 h	
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh
	3.59	0.0048	8.87	0.0031	17.32	0.0252	50.89	0.0140	-79.26%	-80.73%	-82.58%	-77.89%

L'évolution pluriannuelle des coûts du réseau d'un utilisateur type est représentée ci-dessous :

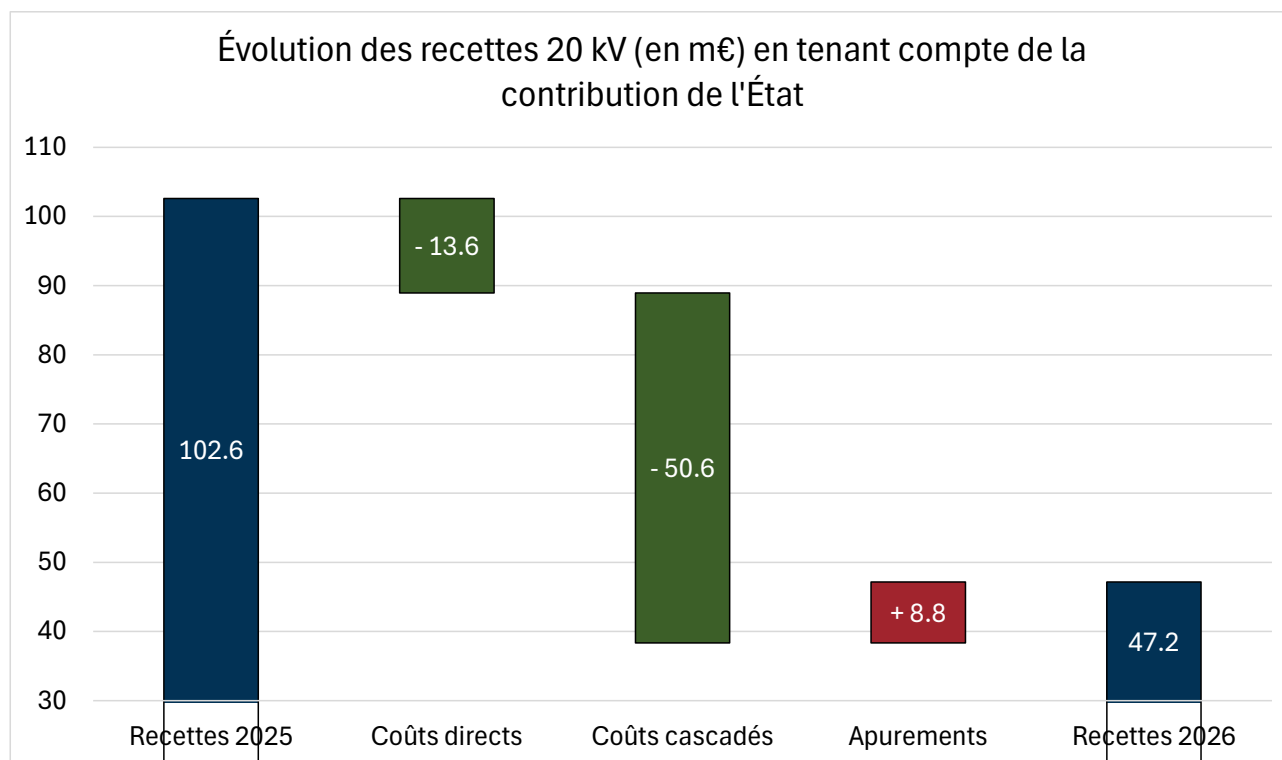
Frais réseau annuels estimés pour différents types de clients (€/MWh)	2026	2025	2024
CI - 65 kV et > 3 000 h - 5 MW et 20 GWh	5.34	26.75	30.68

### 6.4.3. 20 kV

La base de coûts à transposer en tarifs est en augmentation par rapport à l'exercice tarifaire précédent.

Par rapport à 2025, l'évolution des profils de prélèvement des utilisateurs du réseau 20 kV conduit à une augmentation des coûts directement affectés. Dans le même temps, l'évolution des profils de prélèvement en basse tension conduit à augmenter le niveau des coûts cascades. Finalement, l'apurement du compte de régulation pour ce niveau de tension vient renforcer ces augmentations. Globalement les recettes à générer par les tarifs 2026 sont en hausse par rapport à 2025.

Au-delà de tous ces effets, la prise en charge par l'État en application des dispositions légales réduit significativement les recettes à générer par les tarifs qui seront payés par les utilisateurs de réseau en 2026.



Pour la grande majorité des utilisateurs 20 kV, la baisse tarifaire est supérieure à 50 % pour ce qui concerne les tarifs pour l'utilisation des réseaux.

Tarifs 20 kV	2026				2025				Variation			
	Utilisation < 3.000 h		Utilisation > 3.000 h		Utilisation < 3.000 h		Utilisation > 3.000 h		Utilisation < 3.000 h		Utilisation > 3.000 h	
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh
	12.66	0.0203	46.13	0.0092	29.32	0.0447	95.83	0.0225	-56.83%	-54.50%	-51.86%	-59.24%

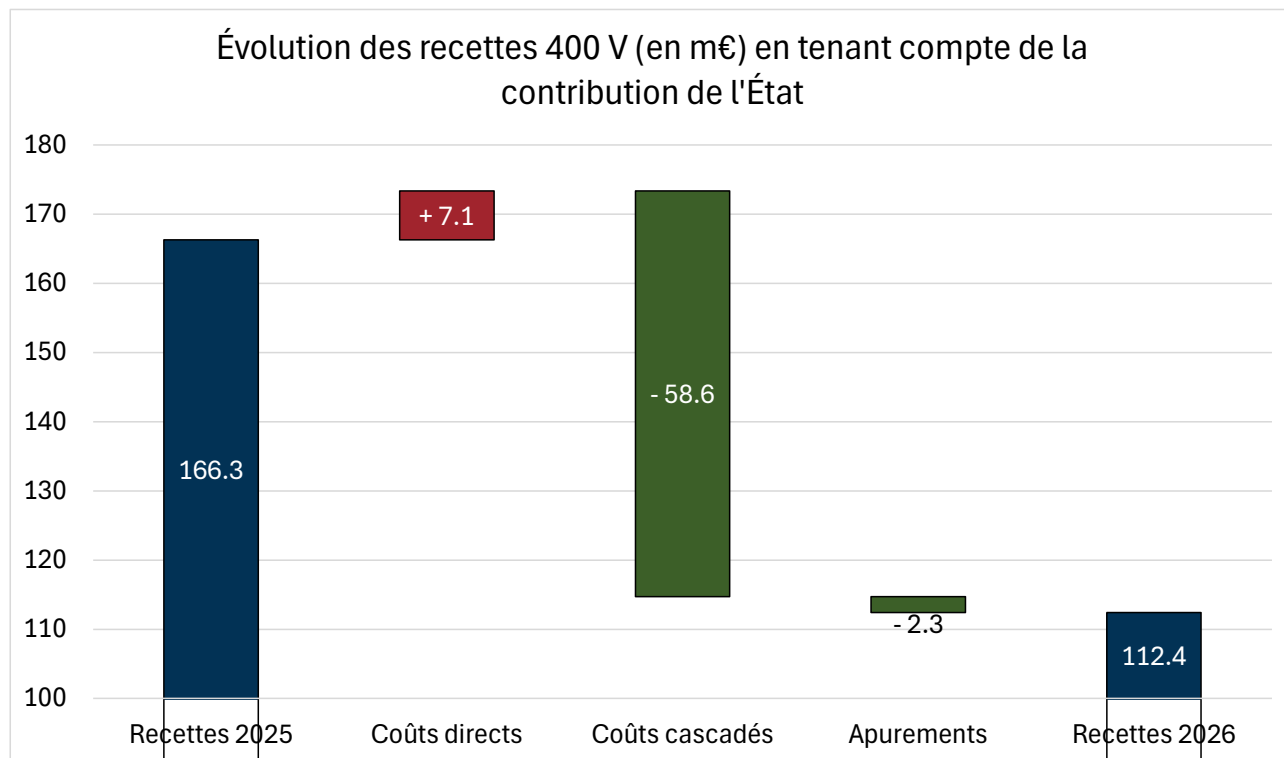
L'évolution pluriannuelle des coûts du réseau d'un utilisateur type est représentée ci-dessous :

Frais réseau annuels estimés pour différents types de clients (€/MWh)	2026	2025	2024
CI - 20kV et < 3 000 h - 0,2 MW et 0,2 GWh	34.74	76.20	79.34
CI - 20kV et > 3 000 h - 0,5 MW et 2 GWh	21.62	47.47	49.26

#### 6.4.4. 400 V

Pour ce qui concerne la basse tension, tous les effets qui ont été constatés conduisent à augmenter légèrement les coûts à transposer en tarifs sur le réseau 400 V.

En application des dispositions légales, la prise en charge par l'État réduit significativement les recettes à générer par les tarifs qui seront payés par les utilisateurs de réseau en 2026.



Pour la grande majorité des utilisateurs 400V, la baisse tarifaire se situe de l'ordre de 33 % pour ce qui concerne les tarifs pour l'utilisation des réseaux.

Composantes tarifaires		2026	2025	Variation
Redevance fixe (€/mois)	3 kW	7.42	11.11	-33.2%
	7 kW	12.84	19.27	-33.4%
	12 kW	19.61	29.46	-33.4%
	17 kW	26.39	39.65	-33.4%
	27 kW	39.94	60.03	-33.5%
	43 kW	61.62	92.64	-33.5%
	70 kW	98.20	147.66	-33.5%
	100 kW	138.85	208.80	-33.5%
	150 kW	206.60		
200 kW	274.35			
Redevance volumétrique (€/kWh)		0.0510	0.0759	-32.8%
Supplément pour le dépassement (€/kWh)		0.0765	0.1139	-32.8%
Location compteur - intensité par phase 40 A (€/mois)		5.72	5.90	-3.1%

L'impact tarifaire (comptage inclus) sur quelques consommateurs-type est illustré au niveau du tableau suivant.

Client type	Conso. Annuelle (kWh)	Catégorie optimale	Coûts Réseau 2026 (€/MWh)	Coûts Réseau 2025 (€/MWh)	Évolution 2025-2026	Coûts Réseau 2024 (€/MWh)
Famille de 4 personnes	4 009	3	90.49	127.08	-28.8%	120.38
Famille de 4 personnes PàCh et VE	11 638	12	77.70	113.22	-31.4%	90.63
Famille de 4 personnes VE optimisé	8 695	7	80.81	116.89	-30.9%	95.92
Couple - travail à temps plein (2x bureau)	2 311	3	119.27	164.34	-27.4%	153.71

## 7. Structure tarifaire en basse tension – mise en application 2026

Le règlement ILR/E23/49 du 15 novembre 2023 prévoit que les tarifs d'utilisation du réseau basse tension (BT) comprennent une redevance fixe qui différencie selon la puissance de référence<sup>12</sup>, un supplément pour le dépassement de la puissance de référence et une redevance volumétrique. Les redevances sont applicables aux points de fourniture de prélèvement et peuvent différer en fonction de plages horaires statiques ou dynamiques. La redevance fixe différencie selon la puissance de référence. Le supplément de dépassement s'applique au volume d'électricité en dépassement<sup>13</sup>. La redevance volumétrique s'applique au volume d'électricité prélevé du réseau.

Le règlement ILR/E23/49 du 15 novembre 2023 ne définit cependant pas les valeurs de ces redevances qui font l'objet de la proposition tarifaire des gestionnaires de réseau, qui est soumise à l'approbation de l'Institut au plus tard 4 mois avant l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs. Le nombre de catégories de puissance de référence fait également partie de la proposition tarifaire.

Pour 2026 des plages ont été ajoutées (150 et 200 kW) pour mieux encadrer la situation de clients historiques et améliorer la continuité tarifaire à la frontière entre BT et MT.

Puissance de référence	3 kW	7 kW	12 kW	17 kW	27 kW	43 kW	70 kW	100 kW	150 kW	200 kW
Redevance fixe (€/mois)	7,42	12,84	19,61	26,39	39,94	61,62	98,20	138,85	206,60	274,35
Redevance volumétrique (€/kWh)*	0,0510	0,0510	0,0510	0,0510	0,0510	0,0510	0,0510	0,0510	0,0510	0,0510
Supplément pour le dépassement (€/kWh)**	0,0765	0,0765	0,0765	0,0765	0,0765	0,0765	0,0765	0,0765	0,0765	0,0765

Les puissances de référence de 150 kW et 200 kW sont disponibles uniquement pour les contrats existants.

\* appliquée au volume total

\*\* appliqué en supplément au volume dépassant la puissance de référence

Comme le prévoit les modalités d'application<sup>14</sup> des tarifs en basse tension, en amont de la mise en application au 1<sup>er</sup> janvier 2026, des niveaux de puissance de référence seront attribués aux consommateurs en fonction de leur historique de consommation. Ce processus identifiera pour chaque client une catégorie optimale d'un point de vue financier.

Tous les mois, une réévaluation est faite de manière automatique, il en résulte le cas échéant une modification de la puissance de référence.

<sup>12</sup> puissance de prélèvement attribuée à l'utilisateur du réseau, qui sert à la détermination du volume d'électricité en dépassement

<sup>13</sup> pour chaque quart d'heure, la différence positive entre la puissance quart-horaire prélevée et la puissance de référence, le tout divisé par quatre

<sup>14</sup> Voir le site de chaque gestionnaire de réseaux. Pour CREOS - <https://www.creos-net.lu/particuliers/infos-pratiques/tarifs-conditions-generales/nouvelle-structure-tarifaire>

En régime, la puissance de référence est calculée mensuellement, à partir des données historiques de prélèvement des 12 derniers mois du client. Dans les faits, il s'agit d'un calcul utilisant la courbe de charge quart horaire de chaque client individuellement pour déterminer mensuellement la puissance de référence la plus avantageuse financièrement pour le client. Il est à noter que la puissance de référence recalculée mensuellement confirme la valeur de la puissance de référence pour la grande majorité des utilisateurs dès lors qu'ils disposent d'un historique complet et ne présentent pas de modification significative de leur comportement.

Dans l'éventualité où la valeur de la puissance la plus avantageuse pour le client résultant du calcul opéré mensuellement devrait être ajustée, la nouvelle puissance serait mise en application à partir du 1er jour du mois suivant. Le client en sera informé depuis son compte Leneda.

Pour les nouveaux clients, en l'absence d'un historique d'au moins 3 jours complets de consommation, le gestionnaire de réseau attribuera une puissance de référence standard en fonction de l'intensité du raccordement<sup>15</sup>, ainsi par exemple les nouveaux raccordements 40A sans historique de consommation se voient une puissance de référence de 3kW. Par la suite le calcul mensuel est susceptible de modifier cette puissance de référence en fonction de l'historique de prélèvement observé de manière à considérer la catégorie la plus avantageuse.

Le client qui le souhaite dispose cependant de la possibilité de demander à considérer une puissance de référence différente de celle attribuée par défaut ou résultant du calcul mensuel moyennant des modalités pratiques particulières.

De manière générale tout utilisateur du réseau peut demander le changement de la puissance de référence à la hausse ou à la baisse. Une telle demande ne peut cependant se faire qu'une fois par année calendaire à moins qu'elle soit justifiée par une modification<sup>16</sup> de l'installation électrique de l'utilisateur du réseau, laquelle justifie un changement durable du comportement de prélèvement. A ce titre, le gestionnaire de réseau donne accès au travers de son portail client à un outil de simulation permettant de guider l'utilisateur dans son choix.

Attention toutefois, si l'utilisateur modifie explicitement son niveau de puissance de référence par exception au processus normal, il sera exclu de la réévaluation automatique jusqu'à l'introduction d'un nouveau tarif d'utilisation du réseau, généralement jusqu'à la fin de l'année civile en cours.

En pratique donc, mieux vaut laisser le système opérer l'affectation et la révision mensuelle de la puissance de référence sauf s'il y a de bonnes raisons de ne pas considérer son historique de consommation.

---

<sup>15</sup> 40A- 3kW, 50A- 7kW, 80A -12kW, 120A -27kW

<sup>16</sup> Installation d'une borne de recharge, d'un système de production, de stockage, d'une pompe à chaleur, etc..