

DOCUMENT DE CONCERTATION

Tarif injection d'électricité 2025-2029

Introduction

En ce qui concerne les tarifs d'électricité, la méthodologie tarifaire 2025-2029 de la CWaPE¹ prévoit une double concertation des acteurs de marché. La première est relative aux tarifs d'injection de distribution et la seconde est relative à l'application d'un tarif d'énergie réactive en injection au niveau des tarifs de refacturation des coûts de transport.

Plus précisément, afin de calculer le tarif d'injection applicable par les gestionnaires de réseau de distribution en Wallonie, le régulateur, la CWaPE prévoit dans sa méthodologie 2025-2029 à l'article 97 un exercice de benchmarking et concertation avec l'ensemble des acteurs de marché.

En même temps, le régulateur prévoit une tarification potentielle des dépassements d'énergie réactive en injection :

« La présente méthodologie tarifaire prévoit aussi d'agir sur les effets délétères croissants de l'énergie réactive en ciblant les comportements problématiques à travers une tarification plus incitative des dépassements d'énergie réactive en prélèvement et, potentiellement, en injection. »²

et demande un exercice de benchmarking et la tenue d'une concertation avec l'ensemble des acteurs également :

« En vue d'autoriser l'extension de ce tarif à l'injection, la CWaPE demande aux GRD de réaliser une étude comparative avec les régions voisines, de réaliser une concertation avec les acteurs, notamment pour confirmer les limites de la zone verte, et de calibrer ces tarifs pour maintenir la compétitivité. De plus, elle considère aussi comme indispensable de maintenir des tarifs dissuasifs pour l'énergie réactive en cas de prélèvement et maintient la péréquation tarifaire comme pour les autres tarifs de refacturation du transport. »³

Le présent document traite les deux exercices de benchmarking en deux parties :

Partie A Les tarifs de distribution-Injection benchmarking des coûts

Partie B Les tarifs de refacturation des coûts de transport : benchmarking de la composante « Les tarifs pour l'énergie réactive »

¹ CWaPE, Décision relative à la Méthodologie tarifaire applicable aux Gestionnaires de Réseau de Distribution d'électricité et de gaz actifs en région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029.

² Décision CWaPE référencée CD-23e31-CWaPE-0773; 2023.05.31-0773-Méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2025-2029 .pdf (cwape.be) page 11.

³ CWaPE, Annexe 1, Motivation de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz en région wallonne pour la période 2025-2029 page 309.

A . Première partie : Les tarifs de distribution - Injection

I. Contexte

L'article 4, §2, 16°, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité prévoit que :

« les tarifs pour l'utilisation d'un réseau de distribution, applicables à des unités de production, peuvent être différenciés selon la technologie de ces unités et leur date de mise en service. Ces tarifs sont déterminés en tenant compte de tout critère considéré comme pertinent par la CWaPE, tel une comparaison avec les pays voisins et en concertation avec l'ensemble des acteurs, afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production concernées. »

L'article 97 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 de la CWaPE⁴ dispose que :

« Les tarifs d'injection sont déterminés par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, en concertation avec l'ensemble des acteurs de marché. Cette concertation doit avoir lieu préalablement au dépôt des propositions de tarifs périodiques par les gestionnaires de réseau. Le rapport de cette concertation est annexé à la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau. Les tarifs d'injection sont déterminés de manière à ce que les coûts qu'ils génèrent pour un producteur correspondent à la moyenne pondérée des coûts générés par les tarifs d'injection applicables en Flandre et à Bruxelles et ceux pratiqués par Elia, ainsi que par ceux pratiqués dans les pays limitrophes (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas). En ce qui concerne les pays limitrophes, la comparaison peut être réalisée sur la base d'un échantillon représentatif. La pondération est basée sur la somme des puissances d'injection installées dans ces pays ou régions. »

Selon l'article 97 la comparaison de ces coûts est établie sur base des profils-type de producteurs prédéfinis, dont les détails sont présentés dans le Tableau 1 :

⁴ Décision CWaPE relative à la Méthodologie tarifaire applicable aux Gestionnaires de Réseau de Distribution d'électricité et de gaz actifs en région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029.

Tableau 1 - Clients-type définis par la CWaPE pour le benchmarking des tarifs d'injection

Caractéristiques clients-type benchmarking	Trans-MT éolien	MT biomasse	Trans-BT et BT solaire
volume produit en kWh	22.000.000	7.820.000	150.000
taux d'autoconsommation	0%	50%	78%
volumes injectés en kWh heures normales	22.000.000	3.910.000	33.000
puissance nette développable en kW	10.000	1.150	150
utilisation totale heures normales	2.200	6.800	1000
type de compteur	AMR	AMR	AMR

Source : CWaPE décision CD-23e31-CWaPE-0773-2023.05.31-0773-Méthodologie tarifaire pour la période réglementaire 2025-2029 .pdf (cwape.be)

Pour réaliser ce benchmarking, les gestionnaires de réseau de distribution (ci-après « les GRD ») wallons ont consulté les tarifs d'injection appliqués en Flandre, à Bruxelles, sur le réseau d'ELIA ainsi que dans les différents pays prévus dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas) et ont calculé le coût annuel qui en découlent pour les différents clients types. Des contacts avec des experts des différents pays ont été pris afin de valider certains calculs et hypothèses de travail.

Outre le fait que cet exercice ne construit pas un tarif basé sur les coûts engendrés sur les réseaux de distribution, les GRD soulignent les limites intrinsèques d'un tel exercice qui ne permet pas de neutraliser les différences de régulation et de méthode de tarification appliquées dans les différents pays, et en particulier, dans le cas du présent exercice :

- les différences de définition des tarifs (définition du terme fixe différente d'un pays à l'autre) et de périmètre entre les tarifs périodiques et non périodiques dans les différents pays ;
- la distinction entre des méthodes tarifaires de type « deep cost » où tous les coûts y compris ceux des renforcements des réseaux sont facturés à l'utilisateur de réseau au moment de son raccordement et des méthodes de type « shallow cost » où les coûts de renforcement de réseau sont socialisés ;
- le fait que certains tarifs soient régulés dans certains pays et non dans d'autres (exemple du mesurage et comptage aux Pays-Bas qui est un tarif soumis à concurrence).

Ainsi, les sections I à VI du présent document détaillent les calculs des coûts générés par les tarifs d'injection pour les producteurs dans les différent(e)s pays (régions) de la comparaison. La section VII établit le calcul de benchmarking qui sera repris pour l'établissement des grilles tarifaires. Enfin la section VIII, présente, sous réserve de la présente concertation et de l'examen des tarifs d'injection par la CWaPE, les grilles tarifaires la grille tarifaire injection 2025 des GRD.

Le détail des différents calculs pour les différents clients-type sont repris dans un fichier Excel complémentaire à la présente note de concertation tandis que les informations plus détaillées sur les tarifs de chaque pays sont quant à elles reprises en Annexe 3 du présent document.

II. La Belgique

II.1. Chez les GRD

Structure tarifaire « tarif injection » à Bruxelles :

Dans sa méthodologie tarifaire 2020-2024 Brugel avait décidé l'application d'un tarif d'injection nul pour les utilisateurs disposant d'une installation de production décentralisée.

Pour la période 2025-2029, selon les documents en cours de consultation au moment de la rédaction de cette note, Brugel opte pour le maintien d'un tarif d'injection nul pour la période 2025-2029.

Structure tarifaire « tarif injection » en Flandre et en Wallonie :

En fonction du GRD concerné, les composantes tarifaires suivantes sont appliquées à l'injection d'un utilisateur de réseau avec une installation de production et avec injection de l'énergie sur le réseau (voir Tableau 2).

Tableau 2 - Les tarifs d'injection en Flandre et en Wallonie (présentation simplifiée)

Tarifs		Flandre	Wallonie				
Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution		Fluvius	AIEG	AIESH	ORES	RESA	REW
	terme proportionnel €/kWh	V	-	-	-	-	-
	terme capacitaire €/kVA	-	V	V	V	V	V
Tarif pour la gestion données/comptage (terme fixe)		V	V	V	V	V	V

Sources : Wallonie - [Tarifs de distribution | CWaPE](#) ;

Flandre - [Periodieke nettarieven elektriciteit en aardgas 2024 | VREG](#)

Méthodologie de calcul et résultats :

Pour le calcul du coût annuel d'une composante exprimée en €/kVA, le tarif unitaire en €/kVA a été multiplié par le nombre de kW de puissance nette développable ; pour la conversion des kVA en kW ou des kW en kVA, nous avons opté pour la formule de conversion simplifiée soit 1kVA= 1 kW (pour nos estimations des coûts nous n'avons pas retenu la formule de conversion qui utilise les cosinus de Phi). Pour le calcul du coût annuel d'une composante exprimée en €/kWh, le tarif unitaire en €/kWh a été multiplié par le nombre de kWh injectés sur le réseau pour chaque client-type concerné. Les composantes pour la gestion des données/comptage sont elles-mêmes exprimées en €/an. Les tarifs unitaires utilisés pour le calcul (composantes en €/kWh, €/kVA et en €/an) sont ceux compris dans les grilles tarifaires 2024 approuvées et publiées par les régulateurs : la VREG et la CWaPE.

En Wallonie il n’y a pas de différenciation du tarif (le terme capacitaire ou le terme fixe) entre les GRD, le tarif étant péréquaté.

Pour le calcul de la moyenne pondérée des coûts des secteurs Fluvius en Flandre, la puissance installée par filière d’énergie renouvelable et par secteur a été prise en compte dans le calcul. Les résultats de ces calculs pour la Flandre sont les suivants (voir Tableau 3.1.).

Tableau 3.1. - Flandre, calcul des coûts d’injection 2024 pour les différents clients- type (moyenne pondérée des coûts des différents secteurs Fluvius)

€/an

Tarif injection	Trans-MT en Wallonie		MT 26-1kV en Wallonie	Trans-BT et BT en Wallonie
	Trans-MT en Flandre	26-36 kV en Flandre	MT 26-1kV en Flandre	Trans-BT et BT en Flandre
1. Tarif pour l'utilisation du réseau	29.632	29.632	5.266	44
2. Tarif pour la gestion des données	0	0	0	0
Total coût	29.632	29.632	5.266	44
Total hors coût de comptage	29.632	29.632	5.266	44

Chez Fluvius, le client-type éolien pourrait être connecté tant sur le réseau 26-36kV que sur la transformation vers la moyenne tension (Trans-MT) mais ceci est sans impact au niveau du coût car le tarif d’injection ne varie pas en fonction du niveau de tension du réseau.

En Flandre, un tarif d'injection par gestionnaire de réseau de distribution Fluvius est calculé mais la VREG fixe un tarif maximum pour l'injection qui est le même pour tous les GRD Fluvius, soit 0,0013469 €/kWh. Étant donné que les tarifs d'injection calculés pour chaque GRD Fluvius sont plus élevés que le tarif maximum, le tarif d'injection réel utilisé dans le calcul des coûts d'injection est le même pour tous les GRD Fluvius (= tarif maximum = 0,0013469 €/kWh).

Le projet de méthodologie tarifaire en consultation propose une augmentation du tarif maximum autorisé de 30% pour la période 2025-2028. Le nouveau tarif s’élèvera à 0,0017510 euro/kWh injecté .

Les tarifs unitaires pour l’utilisation du réseau calculés par les GRD Fluvius et le tarif maximum fixé par la VREG sont présentés en détail en Annexe 3 point 1. Flandre.

A titre de comparaison, en Wallonie, le coût d’injection pour les différents clients types (il n y a pas de différenciation entre les différents GRD) est le suivant :

Tableau 3.2. - Wallonie, calcul des coûts d'injection 2024 pour les différents clients- type AIEG, AIESH, ORES, RESA, REW

€/an			
Composantes tarif injection 2024	Trans-MT	MT 26-1kV	Trans-BT/BT
Tarif pour l'utilisation du réseau			
terme capacitaire -capacité d'injection permanente	3.340	116	411
terme fixe	846	636	14
Total	4.186,18	752,47	424,69
Total hors coût de comptage (terme fixe)	3.340,24	116,25	411,03

Le tarif unitaire pour le terme capacitaire-capacité d'injection permanente, en €/kVA et le terme fixe, en €/an sont présentés en détail par niveau de tension en Annexe 3 point 2. Wallonie.

II.2. ELIA

Structure tarifaire :

Pour un producteur éolien, 10 MW/an et 22 GWh/an, dans les tarifs pour l'accès au réseau de transport 2024-2027, deux tarifs s'appliquent au flux injection :

1. « C. Les tarifs pour les réserves de puissance et le black start » sur la base de l'injection (C₁)
2. Le tarif pour l'injection d'énergie réactive complémentaire pour les années 2024

Pour le tarif point 1 en résumé, nous avons :

ELIA, grille tarifaire	« Tarifs pour accès au réseau Période 2024-2027 » C) Les tarifs pour les réserves de puissance et de black-start
Composante du tarif	<i>c₁) sur base de l'injection</i>

Source : Facturation & tarifs (elia.be)

Dans la tarification d'ELIA, il est à souligner que le comptage est facturé dans les tarifs non périodiques au moment du raccordement. Sauf pour des prestations particulières, aucun tarif de mesurage ou comptage n'est facturé dans les tarifs périodiques. Il convient de noter que le raccordement d'une éolienne à la Trans-MT se fera typiquement côté GRD. En fonction de l'optimum technico-économique, le raccordement peut se faire sur le réseau d'ELIA en 70/36/30 kV, tous les coûts d'infrastructures, y compris le transformateur et le câble seront alors à charge du client. Ces coûts ne sont pas inclus dans le benchmarking.

La problématique des tarifs d'énergie réactive au niveau de l'injection sera pris en compte dans l'analyse dans la deuxième partie du document, partie B.

Méthodologie de calcul et résultats :

Pour le calcul du coût total annuel, le tarif unitaire en €/kWh a été multiplié par le nombre de kWh injectés sur le réseau pour le client-type défini par la CWaPE comme « éolien » (volume annuel produit/injecté 22 GWh).

Tableau 3.3. - ELIA, calcul des coûts d'injection 2024 pour le client-type éolien, 22 GWh, 10 MW

ELIA, tarifs sur énergie injectée	En réseau 70/36/30 kV
1. Tarif pour les réserves de puissance et de black-start sur base de l'injection - €/kWh	0,00105
Total - €/an	23.100
Total hors comptage - €/an	23.100

III. L'Allemagne

Un producteur d'énergie renouvelable avec injection sur le réseau de distribution aura sur sa facture plusieurs éléments qui concernent l'injection : le comptage, la TVA, la surcharge *feed-in* compensation pour l'énergie produite (discussions avec un GRD allemand).

La TVA et le tarif *feed-in* compensation pour l'énergie produite renouvelable ne font pas l'objet de notre benchmarking des tarifs d'injection.

Les unités de production décentralisées doivent par contre s'acquitter d'un coût - *terme de comptage* (voir l'Annexe 3 - Allemagne).

Il existe plus de 800 GRD en Allemagne qui publient leurs fiches tarifaires respectives. Il n'existe pas un calculateur des coûts d'injection en ligne. Pour cet exercice de benchmarking nous avons choisi les mêmes GRD repris dans le rapport ACER (voir le tableau 4).

Tableau 4 - Allemagne tarifs d'injection : coûts de comptage moyen

composante tarifs d'injection/GRD*	Trans-MT	MT	Trans-BT/BT	% de pondération	
coûts de comptage **	Westnetz	945	466	345	48%
	StromnetzB	1.918	334	347	27%
	NetzeBW	1.894	669	475	25%
coût de comptage moyen (€/an)	1.445	483	379		

* les GRD repris dans le rapport ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, January 2023, page 162. ** dans la grille tarifaire du GRD: *Entgelte für Messstellenbetrieb einschließlich Messung Entnahme und Einspeisung mit registrierender Lastgangmessung*

IV. La France

Les données pour la France proviennent des plaquettes tarifaires TURPE 6 HTA&BT et HTB (TURPE : Tarifs d'Utilisation des Réseaux de Publics d'Electricité, HTA&BT domaines de tension spécifiques aux réseaux de distribution, HTB domaine réseau de transport). Dans ces plaquettes, certaines composantes spécifiques s'appliquent aux unités de production indépendamment du fait qu'il s'agisse d'un producteur ou d'un auto producteur. Tenant compte de la définition des clients types de la CWaPE (avec auto consommation sauf pour éolien en Trans-MT), le calcul du coût total annuel pour chaque client-type tient compte, en Trans-BT/BT et en MT, des composantes pour l'auto producteur et en Trans-MT des composantes pour le producteur.

Celle-ci n'étant pas spécifiée dans les clients types, le calcul fait abstraction du tarif pour l'énergie réactive - flux d'injection (un benchmarking des tarifs pour l'énergie réactive flux injection avec le calcul d'un tarif moyen est fait dans la deuxième partie du document, B).

En ce qui concerne le raccordement des clients-types sur les trois niveaux de tension et tenant compte des spécificités des réseaux électriques en France, il a été considéré :

- pour le client-type solaire BT/Trans-BT : les tarifs TURPE 6 BT>36kVA ;
- pour le client-type biomasse : les tarifs TURPE 6 HTA ;
- pour le client-type éolien Trans-MT : les tarifs HTA ou HTB1 en fonction du raccordement sur le réseau HTA<50 kV ou HTA 50-63 kV (client raccordé à un niveau de tension HTA mais avec injection sur le réseau RTE). Ceci conformément aux pratiques d'Enedis : « (...) pour ces clients, et conformément au contrat d'accès au réseau, la grille tarifaire appliquée est : -HTB1 si la tension de raccordement est strictement supérieure 50kV et inférieur ou égale à 130 kV »

Les tarifs détaillés sont présentés dans l'Annexe 3, France.

Les coûts annuels moyens pour les unités de production, producteurs ou auto producteurs selon les grilles tarifaires prises en compte sont les suivants (voir Tableau 6) :

Tableau 6 - France, calcul des coûts d'injection 2024 (€/an) pour les différents clients types selon tarifs TURPE 6 HTA&BT et HTB

Composantes coûts injection	WAL. : Trans-MT 30/36/70 kV		WAL. : MT 26-1kV	WAL. : Trans-BT/BT
	France: HTB ₁ 50kV-130kV	France: HTA 40kV-50kV	France: HTA 1kV-40kV	France: BT>36kVA
1. composante annuelle d'injection	0,00			
2. composante annuelle de gestion €/an	10.032,24	659,28	659,28	329,64
3. composante annuelle de comptage €/an	3.302,04	339,96	339,96	255,84
4. la composante annuelle de l'énergie réactive flux injection €/kVArh	0,00096	0,02200	0,02200	0,02300
5. CTA (21,93% ou 10,11%)	1.348,10	219,13	219,13	128,40
Total coût €/an 1+2+3+5	14.682,38	1.218,37	1.218,37	713,88
Total coût hors comptage €/an 1+2+5	11.380,34	878,41	878,41	458,04

Comme dans le cas des tarifs d'Elia la problématique des tarifs d'énergie réactive au niveau de l'injection sera pris en compte dans l'analyse dans la deuxième partie du document, partie B.

V. Le Luxembourg

L'ACER - l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, dans son rapport du janvier 2023 *Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe*⁵ mentionne qu'au Luxembourg il n'y a aucun tarif d'injection pour le recouvrement des éventuels coûts de transport ou de distribution.

Le rapport mentionne que l'une des raisons la plus fréquemment invoquée par les régulateurs pour ne pas appliquer de coûts d'injection est « le risque de création de distorsions de concurrence (et de désavantages pour les producteurs nationaux) sur le marché intérieur de l'UE » comme c'est le cas du régulateur du Luxembourg.

Dans le « Catalogue de services », Secteur Electricité, Version applicable à partir du 1er septembre 2023 concernant la structure tarifaire et les redevances et les tarifs applicables aux utilisateurs du réseau on retrouve les informations suivantes :

- selon leurs profils les 3 producteurs définis par la CWAPE peuvent être raccordés en Trans-BT /MT, MT, Trans MT/HT, ou HT
- concernant *le tarif réservation de puissance par tranche de 100 kVA/mois* : "une réservation de puissance est facturée en cas de raccordement direct à un transformateur BT/MT ou MT/HT d'une gestionnaire de réseau" mais "le producteur est exonéré du paiement des tranches mensuelles de réservation de puissance pour l'injection d'électricité dans le réseau du GRD."⁶
- concernant *la composante de disponibilité* raccordement sur MT ou HT: "le service est appliqué à tout utilisateur réseau MT/HT disposant d'une installation de production d'électricité MT ou HT à énergie non-renouvelable et qui est auto producteur." "les utilisateurs MT/HT disposant d'une installation de production d'électricité MT ou HT à énergie renouvelable sont exempts de la composante de disponibilité."⁷
- concernant « *les tarifs d'utilisation réseau* » ces tarifs sont applicables aux points de fourniture avec prélèvement au niveau de tension THT, HT ou MT et non aux producteurs avec injection totale ou partielle de l'énergie produite.

VI. Les Pays-Bas

Aux Pays-Bas, il n'y a pas de tarifs spécifiques d'injection pour l'énergie produite et injectée sur le réseau. Dans le rapport ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, concernant les coûts d'injection aux Pays-Bas est mentionné que (tant pour le transport que pour la distribution), les frais d'injection respectifs ne représentent qu'une petite somme forfaitaire pour les frais de comptage, d'administration et/ou de gestion,

⁵ ACER_electricity_network_tariff_report.pdf (europa.eu)

⁶ CREOS, Catalogue de services, Secteur Electricité Version applicable à partir du 1er septembre 2023 page 12 et page 27.

⁷ CREOS, Catalogue de services, Secteur Electricité Version applicable à partir du 1er septembre 2023 page 31

qui récupère une fraction des coûts du GRT ou du GRD. En ce qui concerne les coûts de metering (comptage, traitement de données) le marché pour ce type de service – pour des profils tels que ceux des clients-type définis par la CWaPE - n'est pas un marché régulé comme dans les autres pays mais bien un marché concurrentiel.

Tableau 7 - Estimation coûts injection aux Pays-Bas

Composantes coût injection	Trans-MT		MT	Trans-BT/BT		
	min	max	min	max	min	max
1. transportdienst*, €/an	2.760		441		441	
2. periodieke aansluitarieven** €/an	9690		1300		226	
3. metering (comptage) €/an	720	1080	600	900	480	720
Total coûts €/an	13.170	13.530	2.341	2.641	1.147	1.387
Total coûts hors comptage €/an	12.450	12.450	1.741	1.741	667	667

Source : pour les composantes « transportdienst » et « periodieke aansluitarieven » les grilles tarifaires des GRDs Enexis, Liander et Stedin et pour le metering les données fournies par le fournisseur de service de comptage vmned.nl

Note : pour le coût de comptage le fournisseur néerlandais de services de comptage nous a données des tranches de coût ; en fonction des paramètres (kWh, kVA) du producteur-type nous avons estimé le coût approprié ; les montants et calculs en gris ne sont pas pris en compte dans le calcul du coût moyen pondéré.

En ce qui concerne les producteurs pour la composante « transportdienst » il n'y a pas un tarif en €/kWh pour l'énergie transportée juste un terme fixe en €/an ou €/mois pour services de facturation et facilitation du marché. Pour la composante « periodieke aansluitarieven » il s'agit d'une redevance en €/an ou €/mois pour la maintenance du raccordement. (voir détail concernant les deux catégories de coûts dans l'Annexe 3 Pays-Bas).

VII. Résultats

Les résultats pour les différents pays et régions en terme de moyenne pondérée sont repris dans la présente section.

Les résultats du benchmarking seront utilisés pour l'établissement de la grille tarifaire annuelle d'injection de l'année 2025 (voir section VIII).

Dans le calcul de la moyenne pondérée, nous avons réalisé :

- un calcul avec tous les pays/régions mentionnés à l'article 97 de la méthodologie et ;
- un calcul en éliminant du groupe Luxembourg et Bruxelles qui n'ont pas de coûts d'injection.

Tenant compte des différences négligeables entre les deux calculs nous avons gardé comme résultat final la moyenne avec tous les pays/régions.

Comme précisé dans l'article 97 de la méthodologie tarifaire « la pondération est basée sur la somme des puissances d'injection installées dans ces pays ou régions. »

Toutes les données par pays/région et par filière d'énergie renouvelable concernant les puissances installées et toutes les sources des données sont détaillées dans l'Annexe 2 : Données pour pondération-puissance installée, en MW par filière.

En Trans-MT nous avons deux valeurs pour le coût moyen d'injection : 3.944 €/an et 6.838 €/an et c'est dû au fait qu'en France ce client type éolien peut être raccordé en HTA ou HTB1 et nous avons fait le calcul avec les deux grilles tarifaires.

Estimation coût d' injection moyen clients-type

Tableau 8 - Calcul coûts d'injection moyens

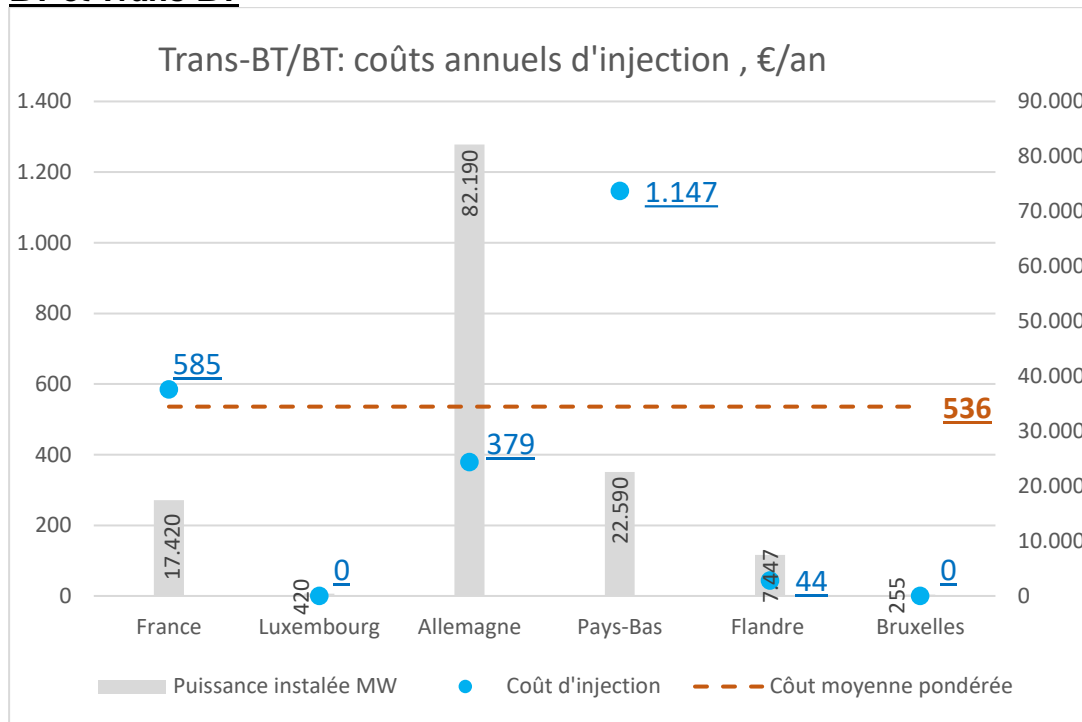
Clients-type par niveau de tension	Composantes/puissance installée	France		Lux.	Allemagne	Pays-Bas	Flandre	Bruxelles	Elia	Coûts d'injection moyens 2024 (€/an) sans Lu et Brxl		Coûts d'injection moyens 2024 (€/an) (tous les pays/régions)		Coûts d'injection moyens 2024 (€/an) final benchmarking
		min	max							min	max			
Trans-BT/BT, 150 kW	coûts d'injection terme fix	458		0	0	667	0,000	0	pas d'application	178		177		177
	coûts d'injection terme variable	0		0	0	0	44	0		3		3		3
	coûts d'injection comptage	256		0	379	480	0	0		358		356		356
	total coût	714		0	379	1147	44	0		538		536		536
	puissance installée PV (MW 2023)	17.420		420	82.190	22.590	7.447	266		-		-		-
MT, 1.150 kW	coûts d'injection terme fix	878		0	0	1.741	0	0	pas d'application	179		177		177
	coûts d'injection terme variable	0		0	0	0	5.266	0		55		55		55
	coûts d'injection comptage	340		0	483	600	0	0		464		459		459
	total coût	1.218		0	483	2.341	5.266	0		698		691		691
	puissance installée biomasse (MW 2023)	1400		80	9.024	420	115	41		-		-		-
Trans-MT, 10.000 kW	coûts d'injection terme fix	878	11.380	0	0	12.450	0	0	0,00	1.258	3.519	1.255	3.513	2.384
	coûts d'injection terme variable	0	0	0	0	0	29.632	0	23.100	1.612	1.612	1.609	1.609	1.609
	coûts d'injection comptage	340	3.302	0	1.445	1.080	0	0	0,00	1.082	1.720	1.080	1.716	1.398
	total coût	1.218	14.682	0	1.445	13.530	29.632	0	23.100	3.952	6.852	3.944	6.838	5.391
	puissance installée PV (MW 2023)	23.610		210	69.474	9.410	1.826	0	5.310	-		-		-

Détails sur les valeurs « min » et « max » : Trans-MT, France _ min - valeurs en HTA, max - valeurs en HTB1

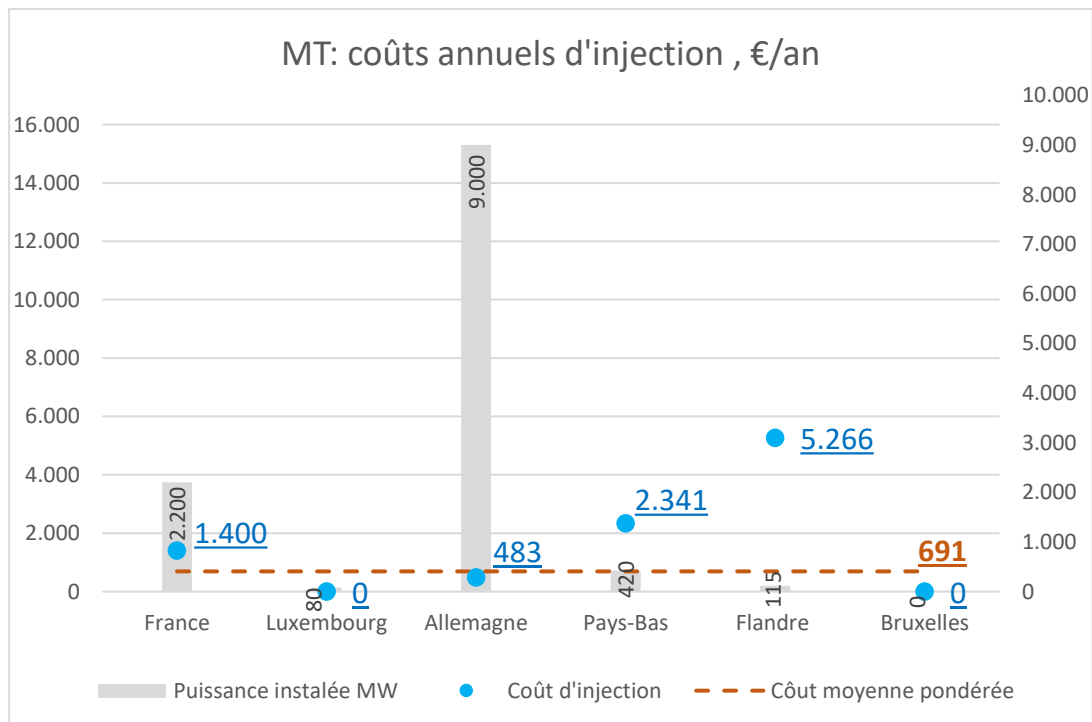
Note : composante « coûts d'injection terme variable » prix unitaire exprimé en €/kWh

Les résultats obtenus dans l'analyse en termes de coûts annuels pour les différents clients type sont résumés dans les graphiques ci-dessous.

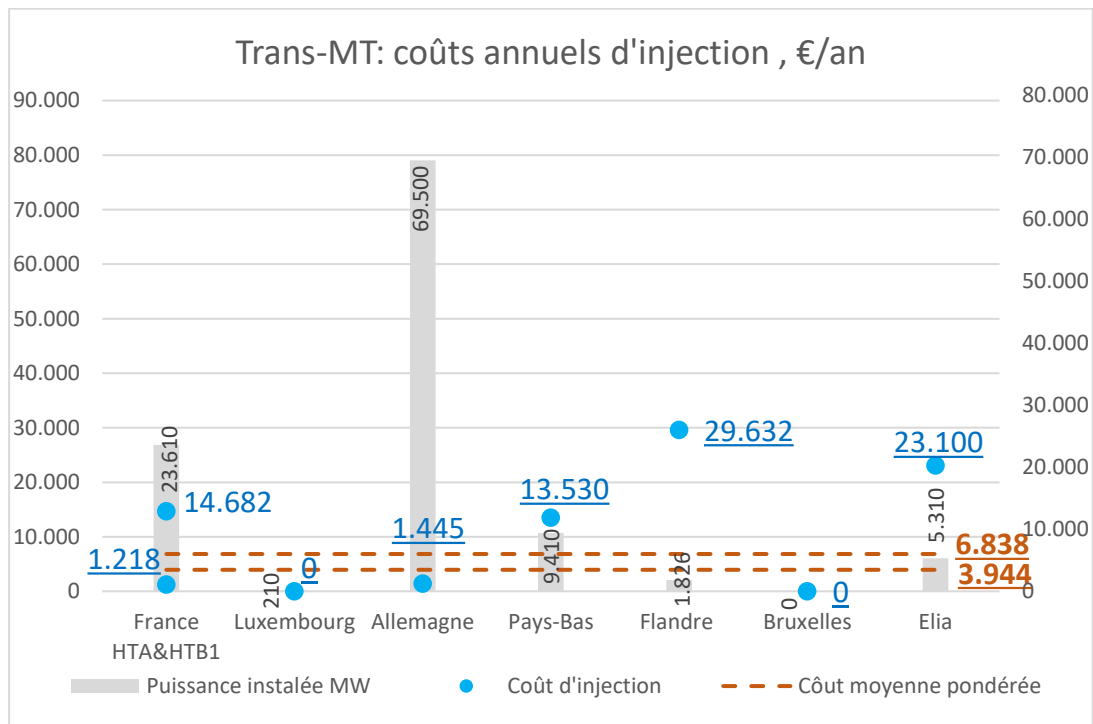
BT et Trans-BT



MT 26-1 kV



Trans-MT



VIII. Grilles tarifaires proposées pour 2025-2029

Terme fixe et terme capacitaire :

L'article 96, §1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029 prévoit que : « *Les tarifs d'injection comprennent un terme capacitaire et un terme fixe.* »

Sur avis de la CWaPE lors de l'établissement des tarifs pour la période 2019-2023, la répartition entre le terme fixe et le terme capacitaire des grilles tarifaires a été établie de la manière suivante :

- a. Le terme fixe a été calculé sur la base d'une moyenne pondérée du terme fixe appliqué pour le prélèvement par niveau de tension en Région wallonne⁸ ;
- b. Le terme capacitaire est calculé par différence entre le coût moyen pondéré estimé de chaque client type du benchmarking (voir section VII) et le terme fixe déterminé en a.

Nous proposons d'utiliser la même méthode de calcul pour la période 2025-2029.

L'article 96, §2 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 mentionne que :

« Le terme capacitaire comprend un tarif pour la capacité d'injection flexible et un tarif pour la capacité d'injection permanente. Ces tarifs sont exprimés en EUR/kVA/an et varient en fonction du niveau de tension auquel est raccordé l'utilisateur de réseau.

...

Pour la période régulatoire 2025-2029, le tarif pour la capacité d'injection flexible est fixé à 0 €/kVA. »

Les paramètres du calcul

Les paramètres pris en compte pour le calcul des tarifs d'injection 2025-2029 sont le suivants :

- les termes fixes prélèvement 2024 par niveau de tension ;
- les EAN 2023 par niveau de tension ;
- les indices santé prévisionnels (utilisés par la CWaPE dans la décision du RA 2025-2029) ;
- le coût moyen par type de client résultat du benchmarking tarif injection 2024.

⁸ A la demande de la CWaPE, en Trans-BT, le terme fixe BT a été pris en compte dans le calcul des tarifs ; maintient de la demande spécifique de la CWaPE faite pour la période tarifaire 2019-2023.

Tableau 9 - Terme fixe moyen 2024

Terme fixe du GRD €/an	2024		
	Trans-MT	MT	Trans-BT/BT*
ORES	845	615,00	12,83
Regie de Wavre	0	399,21	16,35
AIESH	581,81	717,96	16,17
AIEG	356,965	356,965	24,04
RESA	874,77	768,51	24,33
Moy. Pondérée GRD, €/an	846,82	641,92	15,80

Les calcul des tarifs injection 2025-2029

Sur base du benchmarking des tarifs d'injection fait et des paramètres cités ci-dessous les tableaux suivants (de 10.1 à 10.5) montrent le terme fixe et le calcul effectif par année du terme variable des tarifs injection 2025-2029 :

Tableau 10.1

2025			Calcul du terme variable - €/kVA		
	Coût annuel benchmarking [1]	Tarif d'injection Terme fixe €/an [2]	Coût variable [3]=[1]-[2]	kVA du client-type [4]	Tarif d'injection Terme variable €/kVA [5]=[3]/[4]
Tr-MT	5.488,46	862,06	4.626,39	10.000	0,4626394
MT	703,06	653,47	49,59	1.150	0,0431230
Tr-BT	545,20	16,09	529,11	150	3,5274288
BT	545,20	16,09	529,11	150	3,5274288

Source : Proposition initiale des tarifs des différents GRD et des résultats du benchmarking

Tableau 10.2

2026			Calcul du terme variable - €/kVA		
	Coût annuel benchmarking [1]	Tarif d'injection Terme fixe [2]	Coût variable [3]=[1]-[2]	kVA du client-type [4]	Tarif d'injection Terme variable €/kVA [5]=[3]/[4]
Tr-MT	5.587,25	877,58	4.709,67	10.000	0,4709669
MT	715,72	665,23	50,48	1.150	0,0438992
Tr-BT	555,02	16,38	538,64	150	3,5909225
BT	555,02	16,38	538,64	150	3,5909225

Source : Proposition initiale des tarifs des différents GRD et des résultats du benchmarking

Tableau 10.3

2027

			Calcul du terme variable - €/kVA		
	Coût annuel benchmarking [1]	Tarif d'injection Terme fixe [2]	Coût variable [3]=[1]-[2]	kVA du client-type [4]	Tarif d'injection Terme variable €/kVA [5]=[3]/[4]
Tr-MT	5.687,82	893,38	4.794,44	10.000	0,4794443
MT	728,60	677,21	51,39	1.150	0,0446894
Tr-BT	565,01	16,67	548,33	150	3,6555591
BT	565,01	16,67	548,33	150	3,6555591

Source : Proposition initiale des tarifs des différents GRD et des résultats du benchmarking

Tableau 10.4

2028

			Calcul du terme variable - €/kVA		
	Coût annuel benchmarking [1]	Tarif d'injection Terme fixe [2]	Coût variable [3]=[1]-[2]	kVA du client-type [4]	Tarif d'injection Terme variable €/kVA [5]=[3]/[4]
Tr-MT	5.790,20	909,46	4.880,74	10.000	0,4880743
MT	741,72	689,40	52,32	1.150	0,0454938
Tr-BT	575,18	16,97	558,20	150	3,7213591
BT	575,18	16,97	558,20	150	3,7213591

Source : Proposition initiale des tarifs des différents GRD et des résultats du benchmarking

Tableau 10.5

2029

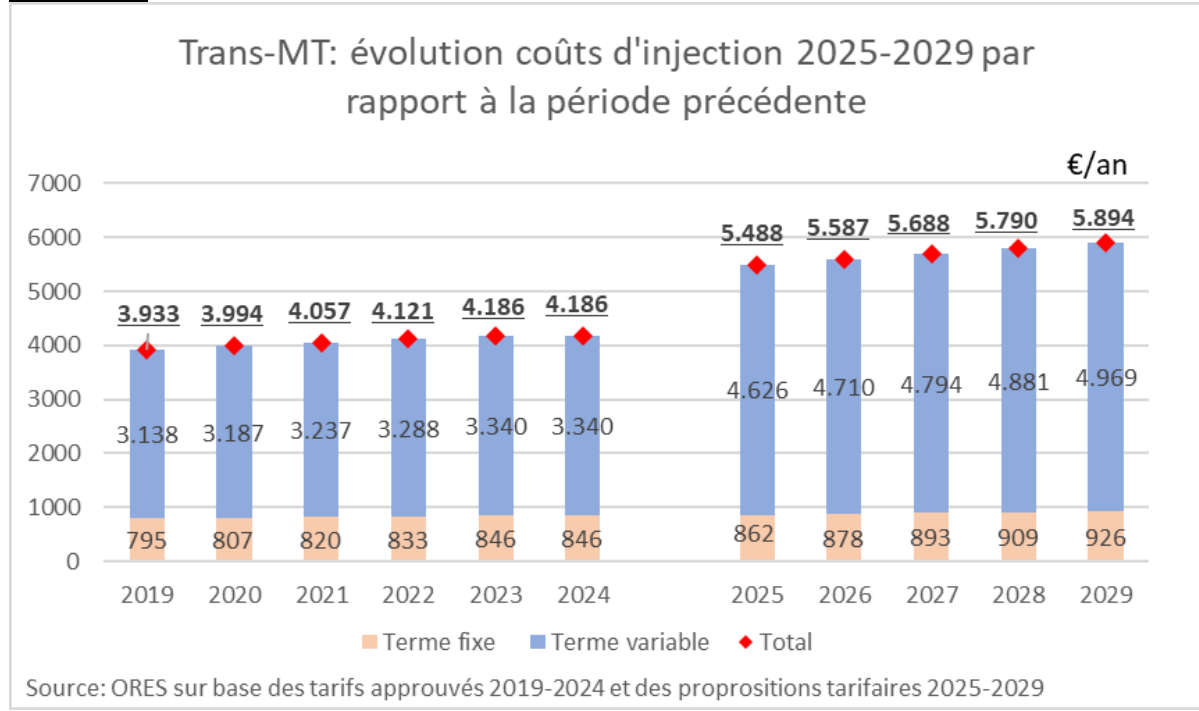
			Calcul du terme variable - €/kVA		
	Coût annuel benchmarking [1]	Tarif d'injection Terme fixe [2]	Coût variable [3]=[1]-[2]	kVA du client-type [4]	Tarif d'injection Terme variable €/kVA [5]=[3]/[4]
Tr-MT	5.894,43	925,83	4.968,60	10.000	0,4968596
MT	755,07	701,81	53,26	1.150	0,0463127
Tr-BT	585,53	17,28	568,25	150	3,7883436
BT	585,53	17,28	568,25	150	3,7883436

Source : Proposition initiale des tarifs des différents GRD et des résultats du benchmarking

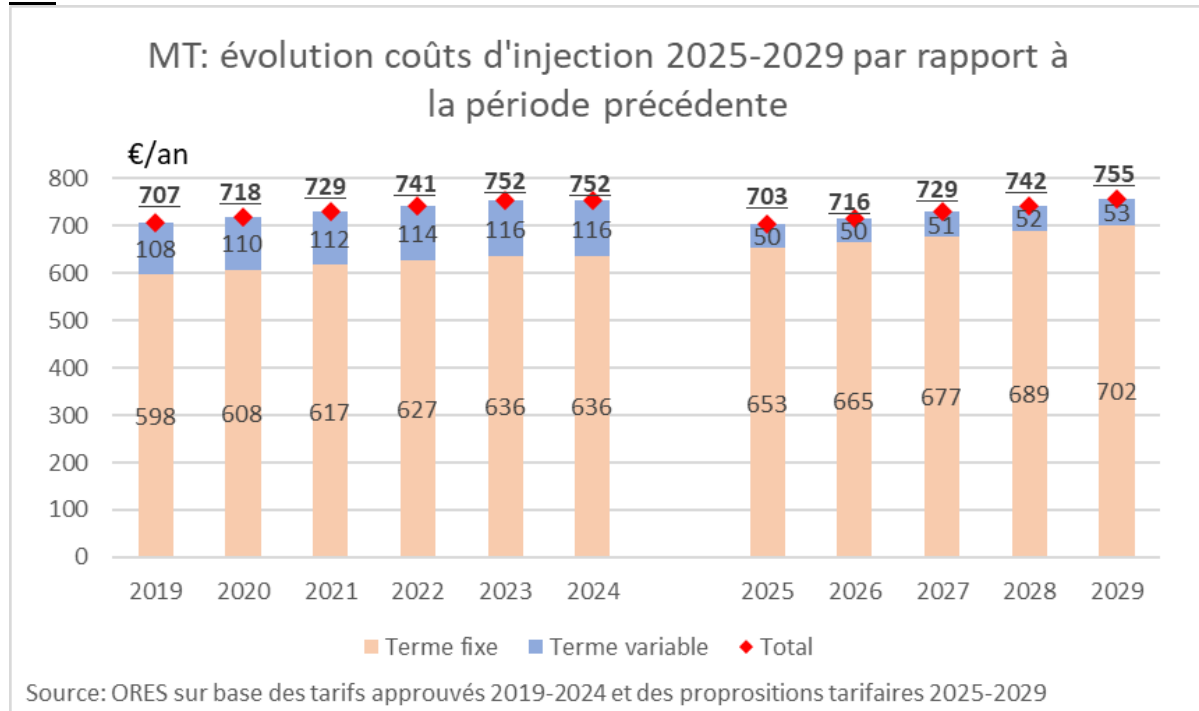
Evolution des coûts générés par les tarifs d'injection 2025-2029

Les évolutions des coûts d'injection par client-type selon les tarifs d'injections calculés sont montrées dans les graphiques suivants :

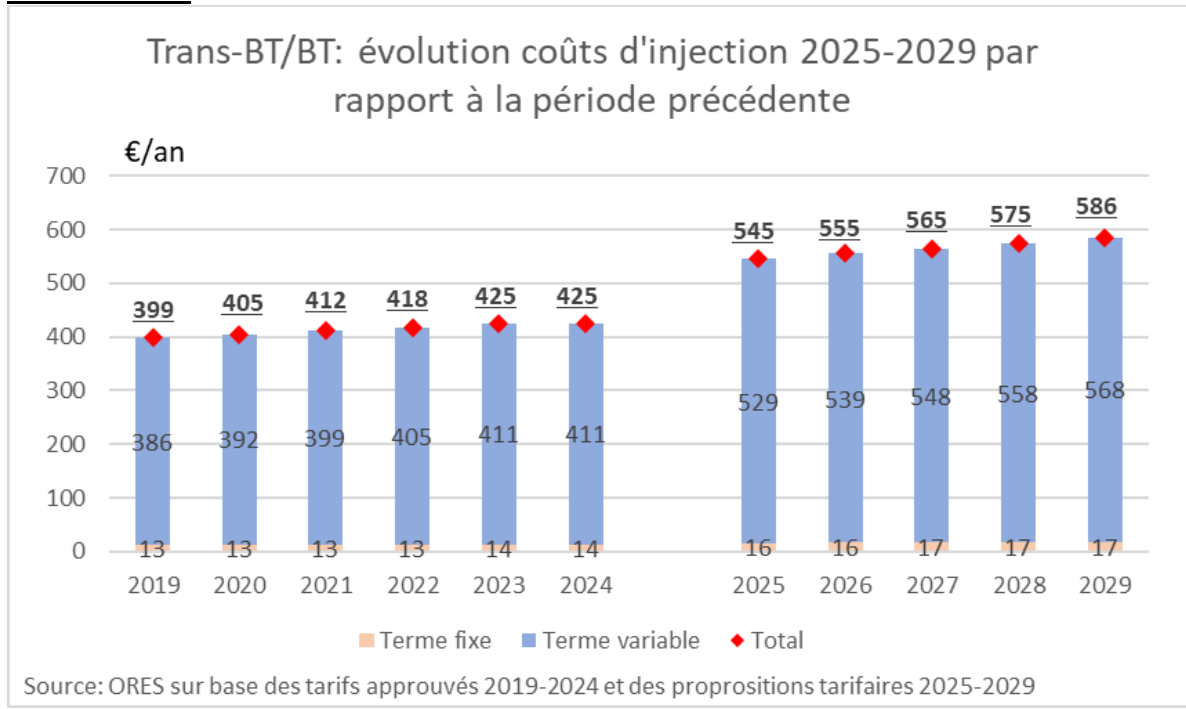
Trans-MT



MT



Trans-BT/BT



**Proposition de grilles tarifaires relatives au tarif d'injection :
2025**

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -				# Nom du GRD
Période de validité : du 01.01.2025 au 31.12.2025						
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
A. Terme capacitaire						
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4626394	0,0431230	3,5274288	3,5274288
B. Terme fixe						
	(EUR/an)	E270	862,06	653,47	16,09	16,09

2026

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -				# Nom du GRD
Période de validité : du 01.01.2026 au 31.12.2026						
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
A. Terme capacitaire						
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4709669	0,0438992	3,5909225	3,5909225
B. Terme fixe						
	(EUR/an)	E270	877,58	665,23	16,38	16,38

2027

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -				# Nom du GRD
Période de validité : du 01.01.2027 au 31.12.2027						
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
A. Terme capacitaire						
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4794443	0,0446894	3,6555591	3,6555591
B. Terme fixe		(EUR/an)	E270	893,37	677,21	16,67

2028

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -				# Nom du GRD
Période de validité : du 01.01.2028 au 31.12.2028						
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
A. Terme capacitaire						
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4880743	0,0454938	3,7213591	3,7213591
B. Terme fixe		(EUR/an)	E270	909,46	689,40	16,97

2029

Tarifs périodiques de distribution d'électricité

- Injection -

Nom du GRD

Période de validité : du 01.01.2029 au 31.12.2029

		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution						
A. Terme capacitaire						
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4968596	0,0463127	3,7883436	3,7883436
B. Terme fixe						
	(EUR/an)	E270	925,83	701,81	17,28	17,28

B . Deuxième partie : Les tarifs de refacturation du transport

Composante: Le tarif pour l'énergie réactive- Injection

I. Contexte

La méthodologie tarifaire 2025-2029 prévoit dans le cadre de la Section 2 - *Les tarifs de refacturation du transport une composante tarifaire* liée au dépassement du forfait d'énergie réactive (prélèvement ou injection).

Concernant cette composante, le régulateur précise : « Ces dispositions ne figurent plus dans les tarifs de distribution et sont commentées dans la partie relative aux tarifs de refacturation du transport. »⁹

L'article 194 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 de la CWaPE¹⁰ dispose que :

*«§1^{er} Les tarifs pour dépassement du forfait d'énergie réactive sont exprimés en EUR/kVArh. Ils sont fonction de la quantité d'énergie réactive quart-horaire qui dépasse le droit de prélèvement d'énergie réactive prévue à l'article IV.20 du Règlement technique de distribution d'électricité. **Ils peuvent être également fonction de la quantité d'énergie réactive quart-horaire qui dépasse des valeurs limites pour l'injection d'énergie réactive moyennant le respect des conditions prévues au § 7. »***

§ 2. Les tarifs pour dépassement du forfait d'énergie réactive dépendent du niveau de dépassement de la quantité d'énergie active quart-horaire :

*1° **le tarif de la zone électrique 1 est appliqué lorsque le dépassement reste inférieur ou égal à 75% en régime inductif** (à titre indicatif, cette limite correspond à un facteur de puissance ($\tan \varphi$) compris entre 0,95 et 0,80) ;*

*2° **le tarif de la zone électrique 2 est appliqué lorsque le dépassement est supérieur à 75% en régime inductif** (à titre indicatif, cette limite correspond à un facteur de puissance ($\tan \varphi$) inférieur à 0,80) ou lorsque **le dépassement se produit en régime capacitif.***

§ 4. Pour la période régulatoire 2025-2029, le rapport entre le tarif zone 2 et le tarif zone 1 est plafonné pour chaque exercice successif à respectivement 1,1, 1,2, 1,3, 1,4 et 1,5. »

Pour synthétiser, les modifications concernant l'énergie réactive apportées par la nouvelle méthodologie tarifaire 2025-2029 et mises en évidence à l'aide de l'article et paragraphe ci-dessus, sont les suivantes :

- i. transfert de la composante tarifaire *dépassement de l'énergie réactive* de la grille tarifaire de distribution dans la grille tarifaire de transport ;

⁹ CWaPE ANNEXE 1 Motivation de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz en région wallonne pour la période 2025-2029 page 271.

¹⁰ Décision CWaPE, Méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2025-2029 .pdf (cwape.be).

- ii. application identique du tarif dépassement énergie réactive en injection comme en prélèvement ;
- iii. le tarif dépassement énergie réactive tient compte :
 - a. du droit de prélèvement prévu à l'article IV.20 du Règlement technique de distribution d'électricité (zone verte)
 - b. du niveau de dépassement de la quantité d'énergie active quart-horaire : zone électrique 1 (orange) et zone électrique 2 (rouge)
 - c. des tensions tarifaires progressives au fil des années : 1,1, 1,2 , 1,3 , 1,4 , 1,5

Concernant l'extension du tarif pour énergie réactive à la situation d'injection dans le document Annexe 1 – Motivation, il est écrit :

« Pour l'extension du tarif pour énergie réactive à l'injection, la CWaPE partage aussi le constat que l'énergie réactive nécessite d'être maîtrisée, y compris en cas de génération, notamment parce que les excès d'énergie réactive nuisent à la capacité du réseau d'absorber d'autres unités de production et accroissent par-là les investissements de renforcement à réaliser dans le réseau. De même, l'accroissement attendu des installations de stockage susceptibles de réinjecter sur le réseau produira les mêmes effets qu'une installation de production. Dans un principe de « pollueur-payeur » et en vue d'une plus grande équité avec les autres URD, la CWaPE est également d'avis qu'étendre le tarif d'énergie réactive à la situation d'injection serait pertinent. Toutefois, le décret tarifaire, au travers de l'article 4, § 2, 16°, exige - tout comme la CWaPE au travers des articles de la méthodologie tarifaire relatifs à l'injection - d'être attentif à la compétitivité des unités de production en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement. »¹¹

Comme mentionné déjà dans la partie introductive du document, les différents acteurs du marché doivent se concerter sur les limites de la zone verte :

« En vue d'autoriser l'extension de ce tarif à l'injection, la CWaPE demande aux GRD de réaliser une étude comparative avec les régions voisines, de réaliser une concertation avec les acteurs, notamment pour confirmer les limites de la zone verte, et de calibrer ces tarifs pour maintenir la compétitivité. »

¹¹ CWaPE, Annexe 1, Motivation de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz en région wallonne pour la période 2025-2029, page 309.

II. Définition de la zone verte en injection

Dans sa motivation tarifaire, la CWaPE précise :

« Idéalement, le tarif serait applicable en injection comme en prélèvement puisque l'énergie réactive peut survenir dans les deux cas et impacte de la même façon la puissance apparente du réseau. »¹²

En prélèvement, la zone verte est donnée par l'article VI. 20 du RTDE :

« Art. IV.20. § 1er. Le détenteur d'accès bénéficie par intervalle de temps d'un droit de prélèvement d'une quantité forfaitaire d'énergie réactive, en régime inductif et capacitif.

§ 2. Sans préjudice de l'article III.17 du présent règlement, et sous réserve des dispositions du § 3, cette quantité forfaitaire d'énergie réactive par intervalle de temps correspond à 32,9 % de la quantité d'énergie active prélevée au point de prélèvement pendant cet intervalle de temps pour un prélèvement sur une tension supérieure ou égale à 30 kV ou par l'intermédiaire d'un raccordement direct sur un poste de transformation qui alimente le réseau à haute tension, et à 48,4 % de la quantité d'énergie active prélevée au point de prélèvement pendant cet intervalle de temps dans tous les autres cas.

... »

L'article du RTDE précité concerne l'énergie réactive prélevée, aucune limite n'étant définie pour l'énergie réactive injectée. Les GRD considèrent néanmoins qu'une application identique de la zone verte en prélèvement comme en injection, en inductif comme en capacitif, constitue l'hypothèse la plus conservatrice et en ligne avec une « extension du tarif pour énergie réactive à la situation d'injection »¹³. Il s'agit donc de la proposition soumise à concertation par les GRD en matière de définition des limites de la zone verte en injection.

Les deux tableaux ci-dessous mettent en évidence une application identique des zones de tarification en prélèvement et en injection du tarif de dépassement d'énergie réactive :

¹² CWaPE, Annexe Motivation de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz en région wallonne pour la période 2025-2029 page 308

¹³ CWaPE, Annexe 1 Motivation de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz en région wallonne pour la période 2025-2029 « 2.4. L'extension du tarif pour énergie réactive à la situation d'injection », page 308.

Tableau 11.1

Wallonie 2025-2029 Prélèvement		
Trans-MT	MT Trans-BT	tarification
zone verte ratio < 33% (max 32,9%)	zone verte ratio < 48,4% (max 48,4%)	pas de tarification, droit de prélèvement prévu à l'article IV.20 RTDE
zone orange 33% ≤ ratio < 75%	zone orange 48,4% < ratio < 75%	tarif zone électrique 1 régime inductif 0,80 ≤ tan phi < 0,95
zone rouge 75% ≤ ratio	zone rouge 75% ≤ ratio	tarif zone électrique 2 régime inductif tan phi < 0,80 ou régime capacitif

Tableau 11.2

Wallonie 2025-2029 Injection		
Trans-MT	MT Trans-BT	tarification
zone verte ratio < 33% (max 32,9%)	zone verte ratio < 48,4% (max 48,4%)	pas de tarification, application identique comme en prélèvement
zone orange 33% ≤ ratio < 75%	zone orange 48,4% < ratio < 75%	tarif zone électrique 1 régime inductif 0,80 ≤ tan phi < 0,95
zone rouge 75% ≤ ratio	zone rouge 75% ≤ ratio	tarif zone électrique 2 régime inductif tan phi < 0,80 ou régime capacitif

III. Calibrage du tarif dépassement énergie réactive

L'article 194 de la méthodologie tarifaire mentionne que :

« § 7. Les conditions cumulatives à remplir pour pouvoir déposer une proposition tarifaire reprenant des tarifs pour dépassement d'énergie réactive en situation d'injection sont les suivantes :

- 1° la réalisation d'une comparaison avec les pays et régions voisins ;
- 2° la tenue d'une concertation avec l'ensemble des acteurs ;
- 3° la calibration du tarif pour énergie réactive en situation d'injection de façon à maintenir la compétitivité des unités de production concernées ;
- 4° le maintien d'un tarif pour énergie réactive dissuasif en situation de prélèvement ;
- 5° le maintien de la péréquation. »

Concernant le point 1° pour la réalisation de cette comparaison, les GRD ont consulté la composante énergie réactive flux injection en Flandre, à Bruxelles, sur le réseau d'ELIA ainsi que dans les différents pays prévus dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas) et ont calculé les coûts annuels qui en découlent pour les

différents clients type. Comme on peut le voir ci-dessous dans le tableau 12 on retrouve la composante tarifaire liée à l'énergie réactive injection identifiée dans les grilles tarifaires de la France, des Pays-Bas et chez ELIA (nous n'avons pas trouvé de tarification d'énergie réactive flux injection en Flandre, en Allemagne, à Bruxelles et au Luxembourg).

Tableau 12 - Synthèse des tarifs et calcul du tarif moyen pour l'énergie réactive flux injection

Pays	Composantes/WAL. -Niveau de tension de raccordement du producteur type	Trans-MT		MT	Trans-BT/BT
			à la sortie des transf. vers MT		
Elia Belgique	Niveau de tension Elia	70/36/30 kV			
	Le tarif d'injection d'énergie réactive complémentaire €/kVArh	0,009919	0,011022		
	puissance installée (MW 2022)	5.310			
France	Niveau de tension France	HTB1	HTA	HTA	BT>36 kVA
	Enedis: La composante annuelle de l'énergie réactive flux injection €/kVArh	0,00096	0,02200	0,02200	0,02300
	puissance installée (MW 2022)	20.698		2.200	17.169
Pays-Bas	Niveau de tension Pays-Bas	HS & HS/MS		MS	MS/LS&LS
	Enexis Blind-verbruik in €/kVArh	0,0163		0,0163	0,0163
	Stedin Blind verbruik in € per kVArh	0,0160		0,0160	0,0160
	moyenne Pays-Bas	0,01616		0,01616	0,01616
	puissance installée	8.747		780	18.849
Moyenne pondérée €/kVArh		0,006155	0,018854	0,020473	0,019423

Le tarif appliqué en distribution actuellement en prélèvement en Wallonie a été maintenu depuis de nombreuses années à 15 €/MVARh.

En ce qui concerne le point 3° « la calibration du tarif pour énergie réactive en situation d'injection de façon à maintenir la compétitivité des unités de production concernées », les GRD considèrent qu'appliquer en injection un tarif unitaire au même niveau que celui appliqué aujourd'hui en prélèvement (15 €/MVARh) est en ligne avec l'exercice de benchmarking qui a été réalisé :

- ce tarif de base est en-dessous des tarifs pratiqués par les pays voisins sur les réseaux de distribution, ce qui ne met pas à risque la compétitivité des producteurs en Wallonie ;
- le tarif est très proche du tarif pratiqué par Enexis sur ses réseaux de distribution ;
- le tarif est proche du tarif ELIA à la sortie des transformateurs vers MT ;
- un tarif symétrique en prélèvement et en injection se justifie par le fait que :
 - selon la CWaPE, « le tarif serait applicable en injection comme en prélèvement puisque l'énergie réactive peut survenir dans les

deux cas et impacte de la même façon la puissance apparente du réseau » ;

- dans les pays voisins on remarque que ce tarif est identique aussi, en prélèvement et en injection.

Concernant le point 4° « le maintien d'un tarif pour énergie réactive dissuasif en situation de prélèvement » les GRD considèrent que un tarif de 15 €/MVARh avec une application différenciée par zone électrique est tout à fait justifié, les tensions tarifaires progressives entre les deux tarifs-zone découragent les utilisateurs de réseau responsables de la dégradation de l'énergie de générer de la puissance réactive.

Tenant compte des arguments et informations présentées ci-dessus les GRD proposent les tarifs dépassement énergie réactive prélèvement et injection pour la période 2025-2029 suivants :

Tableau 13 - Tarif dépassement énergie réactive en prélèvement et en injection

Trans-MT, MT, Trans-BT/BT	2025	2026	2027	2028	2029
Tarifs pour dépassement du forfait énergie réactive (€/kVARh)					
Zone électrique 1 en régime inductif ($0,95 > \text{tang } \phi \geq 0,80$)	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Zone électrique 2 en régime inductif ($\text{tang } \phi < 0,80$) ou régime capacitif	0,0165	0,018	0,0195	0,021	0,0225

IV. Conclusion et remarques résiduelles des GRD

Exercice de simulation de la nouvelle méthode de facturation de l'énergie réactive sur les données de comptage des clients AMR chez ORES

A l'heure actuelle, l'énergie réactive est facturée sur base mensuelle, uniquement en prélèvement, et en considérant l'énergie réactive totale sans distinction de la source (capacitive/inductive). Cette méthode est assez simple à comprendre pour l'URD final mais n'est plus alignée à la méthode de tarification de l'énergie réactive par ELIA, à la réalité physique de la gestion du réseau en temps réel (tension, flux, ...) ni encore aux coûts facturés par ELIA, ce qui explique l'évolution de la méthode de tarification de l'énergie réactive proposée pour la période 2025-2029.

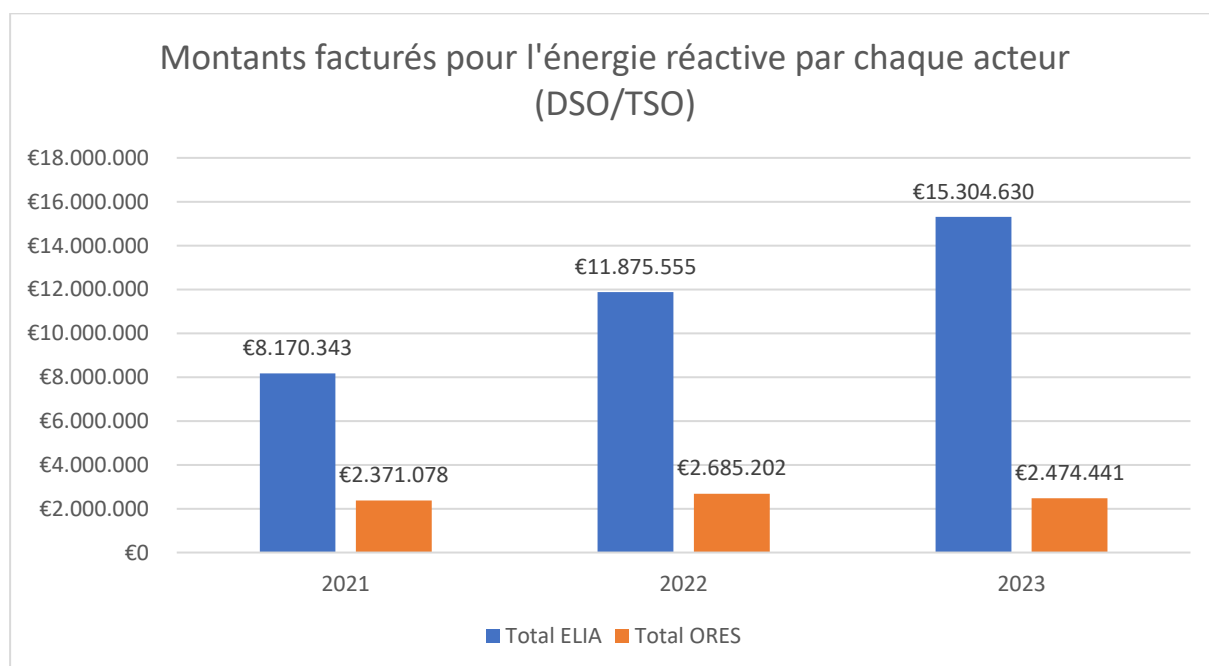
Le changement de méthode proposé n'implique pour autant nullement que les coûts facturés par ELIA aux GRD pour l'énergie réactive seront entièrement répercutés au sein du poste des tarifs d'énergie réactive refacturés par les GRD dans les tarifs de transport ; ce qui implique le maintien d'une certaine socialisation dans les autres tarifs de prélèvement du delta entre la

facture d'ELIA et ce que les GRD facturent. L'approche suivie ici par les GRD pour la période tarifaire 2025-2029 en matière de tarification de l'énergie réactive est une approche conservatrice évitant de générer des chocs tarifaires importants ou de menacer la compétitivité des unités de productions conformément aux prescrits légaux mais qui donne des signaux tarifaires aux URD à la maîtrise de l'énergie réactive tant en prélèvement qu'en injection.

Comme l'illustrent les analyses suivantes, Il est essentiel de maîtriser l'évolution de la facture d'énergie d'ELIA, ce qui passe par des incitants corrects au niveau des tarifs de distribution. Une première analyse qui peut être réalisée assez facilement est de comparer les coûts facturés par ELIA, aussi bien pour le prélèvement et l'injection, par rapport aux coûts facturés par ORES à ses clients. Cette analyse est représentée dans la Figure 1 ci-dessous. On peut voir que depuis 2021, les coûts facturés par ELIA à ORES augmentent de façon considérable (+87% entre 2021 et 2023).

On voit également qu'il y a un différentiel important entre les coûts ELIA / recette GRD, avec un ratio supérieur à 6 pour la période 2023. Ce différentiel de coût peut notamment s'expliquer par l'énergie réactive en injection qui n'est pas facturée à l'heure actuelle aux clients raccordés sur le réseau de distribution, ou encore la méthode de tarification des GRD qui n'est plus adaptée pour refléter les coûts facturés par ELIA.

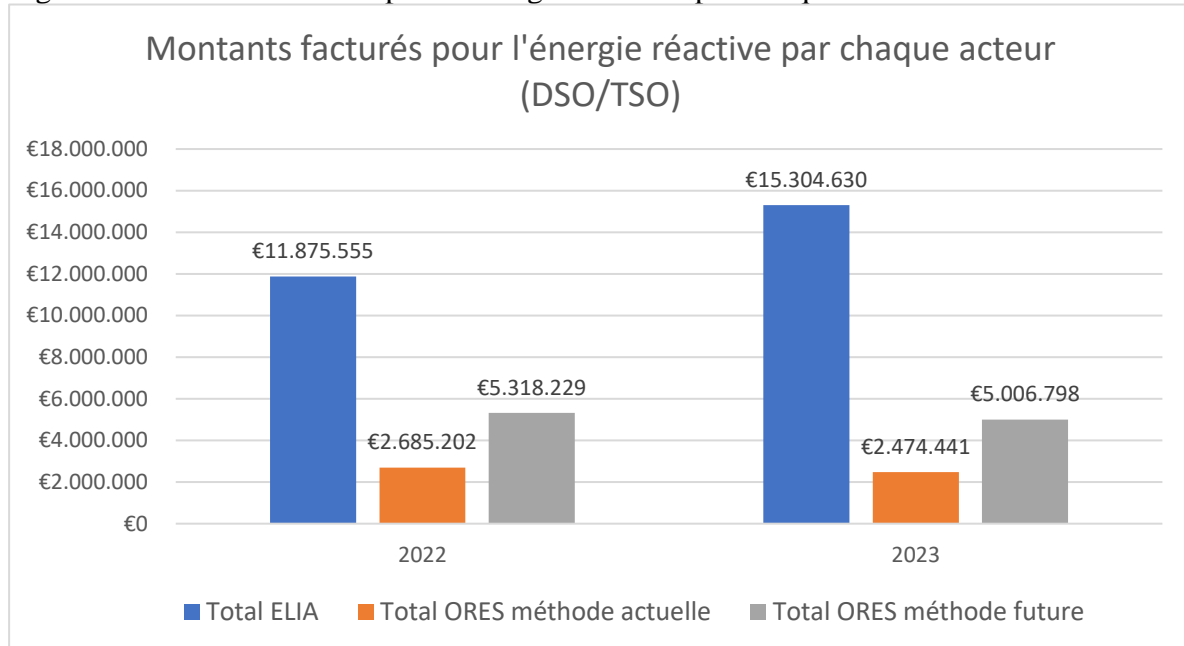
Figure 1 Montants facturés pour l'énergie réactive par chaque acteur (DSO/TSO)



Afin de mieux comprendre l'impact de la nouvelle méthodologie de facturation de l'énergie réactive, les GRD ont simulé les nouveaux tarifs et conditions d'applications sur les données 1/4h de prélèvement et d'injection des clients AMR d'ORES, sur base des données en 2022 et 2023.

La Figure 2 ci-dessous complète les montants de la Figure 1 en ajoutant les recettes générés par la nouvelle méthode, à titre comparatif, comme illustré. On remarque très rapidement que la nouvelle méthodologie ne permet pas de récupérer intégralement les coûts facturés pour le réactif par ELIA au sein même des tarifs de transport refacturés aux clients pour les dépassements d'énergie réactive. Les GRD espèrent néanmoins que la nouvelle méthode de tarification permettra de freiner l'évolution à la hausse des coûts de l'énergie réactive.

Figure 2 Montants facturés pour l'énergie réactive par chaque acteur avec méthode future



Différents éléments peuvent expliquer l'écart entre les coûts facturés aux clients de la distribution et les coûts facturés par ELIA aux GRD :

- les seuils de dispense de facturation d'énergie réactive dans les tarifs d'ELIA (zone verte) sont beaucoup plus faibles que ceux qui sont prévus pour les prélèvements dans le RTDE wallons, étendus à l'injection ;
- le réseau "physique" (câbles souterrains, aériens ...) est un facteur contributeur des dépassements en réactif. Il suffit d'observer, à titre d'exemple, la différence entre le réactif sur le compteur au pied d'une éolienne (légèrement inductif) et le réactif que l'on mesure au poste (extrêmement capacitif lors des périodes de prélèvement), une fois que l'énergie a parcouru plusieurs kilomètres de câbles souterrains ;
- les coûts ELIA liés au réactif ne sont pas linéaires, mais liés à des seuils et des zones tarifaires (en plus du mix local/zonal). Il s'agit d'un système de tarification très complexe faisant intervenir pour le passage dans les différentes zones l'accumulation des dépassements de l'ensemble des clients sur un même poste/une même région.

Liste des annexes

Annexe 1 : Tableau de synthèse recherche de données pour benchmarking tarif d'injection installations de production > 10kVA

Annexe 2 : Données pour pondération-puissance installée, en MW par filière

Annexe 3 : Informations supplémentaires et détails par chaque pays

1. Flandre
2. Wallonie
3. Allemagne
4. France
5. Pays-Bas
6. Luxembourg

Annexe 4 : *Tarifs de refacturation des coûts de transport - les tarifs pour l'énergie réactive flux injection*

Annexe 1 : Tableau de synthèse recherche de données pour benchmarking tarifs d'injection installation de production >10kVA

Région/Pays	Flandre	Wallonie	Bruxelles	Elia	France	Luxembourg	Pays-Bas	Allemagne
comment appelle-t-on le tarif?	Tarieflijst periodieke distributienettarieven - Injectie	Tarifs périodiques de distribution d'électricité - Injection	pas d'application	Tarifs pour accès au réseau Période 2024-2027	TURPE 6 HTA/BT et HTB Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE)	pas d'application, les producteurs sont exonérés ou exempts, ou le tarif s'applique uniquement en prélèvement	Periodieke aansluit- en transporttarieven elektriciteit voor grootverbruikers	Entgelte für Messstellenbetrieb bei Entnahme und Einspeisung mit registrierender Last-/Einspeisegangmessung
composante du tarif applicable à un utilisateur avec installation de production	Tarif pour l'utilisation du réseau - "Tarief voor het netgebruik"	I. Tarif pour l'utilisation du réseau A. terme capacitaire-capacité d'injection permanente B. terme fixe	pas d'application	Tarif pour les réserves de puissance et de black-start sur base de l'injection - €/kWh	1. composante annuelle de gestion 2. composante annuelle de comptage 3. composante annuelle des injections (égale à zéro) plus 4. CTA contribution tarifaire d'acheminement (taxe qui s'ajoute au tarif)	pas d'application, les producteurs sont exonérés ou exempts, ou le tarif s'applique uniquement en prélèvement	1. periodieke aansluittarieven 2. transportdienst 3. metering	Fonctionnement du point de mesure y compris la mesure - "Messstellenbetrieb einschließlich Messung"
composante tarif énergie réactive flux injection	pas d'application	pas d'application	pas d'application	Le tarif pour l'injection d'énergie réactive complémentaire €/kVAh	composante annuelle de l'énergie réactive	pas d'application	tarif pour l'énergie réactive "Blindverbruik"	pas d'application
disponibilité des données pour le calcul	oui, données publiques	oui, données publiques	info disponible dans la méthodologie tarifaire	oui, données publiques	oui, données publiques	oui, données publiques	oui, données publiques	oui, données publiques
remarques	-	-	-	-	la composante tarifaire annuelle des injections est égale à zéro	-	aucune composante en €/kWh sur le flux d'injection, juste des coûts administratifs ou de metering	feed-in tarif pour l'énergie produite

Annexe 2 : Données pour pondération-puissance installée, en MW par filière

Type de technologie	Année	France	Luxembourg	Allemagne	Pays-Bas	Flandre	Bruxelles	Elia-Belgique
PV (MW)	2023	17.420	420	82.191	22.590	7.447	266	-
Eolien (MW)	2023	23.610	210	69.474	9.410	1.826	0	5.310
Biomasse (MW)	2023	1.400	80	9.024	420	115	0	-

Sources des données :

France, Allemagne, Luxembourg, Pays-Bas, Elia-Belgique : [Installierte Leistung | Energy-Charts](#)

Flandre- éolien et PV et Bruxelles - éolien et PV : [Observatoire Photovoltaïque - Energie Commune](#) et [Observatoire éolien - Energie Commune](#)

Flandre biomasse : [Lokale productie-installaties per gemeente — Fluvius Open Data](#)

Bruxelles biomasse : [Brugel - Les installations de production d'électricité verte](#)

Annexe 3 : Informations supplémentaires et détails pour chaque pays

1. Flandre

Fluvius – Tarifs périodiques de distribution 2024 -Injection

Niveau de tension	Composantes tarif d'injection 2024	Fluvius Antwerpen	Fluvius WEST	Fluvius Limburg	Fluvius Gaselwest	Fluvius IMEWO	Fluvius Intergem	Fluvius IVEKA	Fluvius Iverlek	Fluvius PBE	Fluvius Siblegas
Trans-HT, >26-36 kV, 26-1 kV, Trans-BT, BT-avec mesure de pointe	1. Tarif pour l'utilisation du réseau, €/kWh	0,001417	0,0052816	0,0041125	0,0059642	0,0049146	0,0046027	0,0027891	0,0045223	0,0105856	0,0301073
	<i>Calculé sur la base d'un tarif maximum, €/kWh</i>	0,0013469	0,0013469	0,0013469	0,0013469	0,0013469	0,0013469	0,0013469	0,0013469	0,0013469	0,0013469
	2. Frais de gestion des données, €/an	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

En Flandre tout d'abord un tarif d'injection par gestionnaire de réseau de distribution Fluvius est calculé (par exemple dans le tableau ci-dessus 0,0014170 €/kWh pour Fluvius Anvers) mais la VREG fixe un tarif maximum pour l'injection qui est le même pour tous les GRD soit 0,0013469 €/kWh). Étant donné que les tarifs d'injection calculés pour chaque GRD Fluvius sont plus élevés que le tarif maximum, le tarif d'injection réel est le même pour tous les GRD Fluvius (= tarif maximum = 0,0013469 €/kWh).

2. Wallonie

Tarifs d' injection 2024 : AIEG, AIESH, ORES, RESA, REW

	T-MT	MT	T-BT	BT>10 kVA
Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution -Injection				
A. Terme capacitaire				
Capacité d'injection flexible (EUR/kVA)	0,000	0,000	0,000	0,000
Capacité d'injection permanente (EUR/kVA)	0,334024	0,1010912	2,7401973	2,7401973
B. Terme fixe (EUR/an)	845,94	636,22	13,66	13,66

Source : [Tarifs de distribution | CWaPE](#)

3. Allemagne

Il existe plus de 800 GRD en Allemagne qui publient leurs fiches tarifaires respectives. Il n'existe pas un calculateur des coûts d'injection en ligne. Pour cet exercice de benchmarking nous avons choisi 3 des plus grands GRD , les mêmes que ceux repris dans le rapport ACER¹⁴ ,soit Stromnetz Berlin, Westnetz et NetzeBW.

Nous avons utilisé les grilles tarifaires suivantes :

Stromnetz Berlin : Preisblatt der Stromnetz Berlin GmbH, Entgelte für den Netzzugang gültig ab 01.01.2024 composante "Messstellenbetrieb bei kME, Hochspannung, kME mit registrierender Last-/Einspeisemessung"

Lien vers la fiche tarifaire : [NNE-B-2024.pdf \(stromnetz.berlin\)](#)

NetzeBW :_Endgültige Preise für die Nutzung des Stromverteilnetzes des Netze BW GmbH, gültig ab 1 Januar 2024, Preissblatt 4 -entgelte für Messstellenbetrieb bei Entnahme und Einspeisung mit registrierender Last-/Einspeisegangmessung

¹⁴ ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, January 2023, page 162

Lien vers la fiche tarifaire : [preisblaetter-westnetz-strom-01-01-2024.pdf](#)

Westnetz : Entgelte für Messstellenbetrieb einschließlich Messung Entnahme und Einspeisung mit registrierender Lastgangmessung

Lien vers la fiche tarifaire : [Dokument mit Gliederung \(ctfassets.net\)](#)

Sur base des coûts de comptages spécifiques aux trois GRD nous avons calculé un coût moyen pondéré en utilisant le nombre de EAN :

Stromnetz Berlin : Anzahl Entnahmestellen (§ 23c Absatz 1 Ziffer 4 EnWG); lien vers les statistiques- [Energiewirtschaftsgesetz \(EnWG\) - Stromnetz Berlin](#)

NetzeBW : Strukturdaten, lien vers les statistiques - [Veröffentlichungen - Netze BW GmbH \(netze-bw.de\)](#)

Westnetz: Entnahmestellen bzw. Anschlusspunkte (Stand: 31.12.2022) lien vers les données statistiques - [Strukturmerkmale Strom \(westnetz.de\)](#)

Paramètres réseau pour pondération coûts - nombre de EAN

Nombre de EAN	Westnetz	Stromnetz	Netze BW
Niederspannung	4.120.146	2.423.208	2.173.813
Mittel/Niederspannung	224.895	9.023	126.800
Mittelspannung	57.846	11.535	40.645
Hoch/Mittelspannung	6.968	226	1.584
Hochspannung	1.464	102	940
Hochst/Hochspannung	852		
Total	4.412.171	2.444.094	2.343.782
Pourcentage de pondération	<u>48%</u>	<u>27%</u>	<u>25%</u>

4. France

En France, les *Tarifs d'Utilisation du Réseau Public d'électricité* TURPE 6 HTA/BT et HTB sont l'équivalent des tarifs d'utilisation du réseau de distribution-injection en Flandre et en Wallonie.

Le tarif est applicable à tous les utilisateurs des réseaux, consommateurs, producteurs, gestionnaires des réseaux et fournisseurs, pour chaque point de connexion et pour chaque contrat d'accès.

Structure tarifaire en France

comment appelle-t-on le tarif ?	TURPE 6 HTA&BT et TURPE 6 HTB (TURPE- Tarifs d'utilisation du réseau public d'électricité)
composantes du tarif applicable à un utilisateur avec installation de production	1.composante annuelle de gestion 2. Composante annuelle de comptage 3. Composante annuelle de l'énergie réactive 4. Composante annuelle des injections complémentaire et hors TURPE 5. CTA -contribution tarifaire d'acheminement (taxe qui s'ajoute au tarif)

Tarifs simplifiés, avec prise en compte uniquement des composantes qui concernent les producteurs/auto producteurs (extrait TURPE 6 HTA&BT, HTB)

Composantes tarifs injection TURPE 6 HTA/BT et HTB	WAL. : Trans-MT 30/36/70 kV		WAL. : MT 26-1kV	WAL. : Trans-BT/BT
	France: HTB ₁ 50kV-130kV	France: HTA 40kV-50kV	France: HTA 1kV-40kV	France: BT>36kVA
1. composante annuelle d'injection	0,00			
2. composante annuelle de gestion €/an	10.032	659	659	330
3. composante annuelle de comptage €/an	3.302	340	340	256
4. la composante annuelle de l'énergie réactive flux injection €/kVarh	0,00096	0,02200	0,02200	0,02300
5. CTA (HTA/BT 21,93% ou HTB 10,11%)	1.348,10	219,13	219,13	128,40

Sources :

Enedis TURPE 6 HTA/BT Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) Tarifs en vigueur au 1^{er} août 2023

RTE : Délibération n° 2023-136 du 31 mai 2023 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2023 de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB ¹⁵

5. Pays-Bas

Concernant notre demande de données pour la comparaison des tarifs d'injection pour les unités de production DRE nous avons pris contact avec les trois grand GRDs néerlandais Enexis, Liander et Stedin. La réponse a notre demande nous a guidé vers les fiches tarifaires suivantes :

Enexis : *Periodieke aansluit- en transporttarieven elektriciteit voor grootverbruikers per 1 januari 2024*

Liander : *Tarieven voor aansluiting en transport elektriciteit Voor klanten met een grootverbruikaansluiting per 1 januari 2024 tot en met 31 december 2024*

¹⁵ [Délibération n° 2023-136 du 31 mai 2023 portant décision sur l'évolution au 1er août 2023 de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB et sur le montant de la compensation à verser à Strasbourg Electricité Réseaux en application de l'article D. 341-11-1 du code de l'énergie - Légifrance \(legifrance.gouv.fr\)](#)

Stedin : *ELEKTRICITEIT TARIEVEN 2024 Aansluiting en transport voor grootverbruikers*

Dans les grilles tarifaires ce sont les deux composantes suivantes qui concernent un producteur avec injection de l'énergie produite sur le réseau : *transportdienst et periodieke aansluittarieven*.

Composantes dans la grille tarifaire	Enexis (pondération 33,65%)			Stedin (pondération 27,63%)			Liander (pondération 37,49%)		
	Client type éolien 10.000 kW	Client type biomasse 1.150 kW	Client type solaire 150 kW	Client type éolien 10.000 kW	Client type biomasse 1.150 kW	Client type solaire 150 kW	Client type éolien 10.000 kW	Client type biomasse 1.150 kW	Client type solaire 150 kW
	Wal: T-MT	Wal: MT	Wal: T-BT/BT	Wal: T-MT	Wal: MT	Wal: T-MT	Wal: MT	Wal: T-BT/BT	Wal: T-BT/BT
	PB: Trafo TS/MS	PB: MS	PB: Trafo MS/LS	PB: Trafo TS/MS	PB: MS	PB: Trafo TS/MS	PB: MS	PB: Trafo MS/LS	PB: Trafo MS/LS
1. transportdienst €/an	2.760	441	441	2760	441	441	2760	441	441
2. periodieke aansluittarieven €/an	3.834	1.192	311	13.653	1.138	127	12.024	1.517	223
Total coûts hors metering €/an	6.594	1.633	752	16.413	1.579	568	14.784	1.958	1.239

Pour chaque composante nous avons calculé un coût moyen pondéré. Pour la pondération nous avons utilisé les parts de marché et nombre de raccordements pour chaque GRD néerlandais (électricité) utilisés par le consultant PWC dans son étude *FORBEG A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers, may 2023*¹⁶.

Aux Pays-Bas le marché pour les services de metering/meter rental est un marché concurrentiel et les coûts de comptage pour les clients-types proviennent de la société VMNED (Vereniging Meetbedrijven Nederland).

Il existe deux types de contrats :

- a) de location A : qui comprend la location du matériel (compteur) + la collecte de données (y compris le module SIM/contrat teclo)
- b) d'achat : le client achète son propre compteur mais il a toujours besoin d'une collecte de données effectuée par une entreprise de comptage

Plus de 95% du marché est couvert des contrats de location .

Concernant les coûts supportés si le compteur est loué, cela dépend du type de compteur (et non de la quantité de données utilisées ni de l'électricité consommée).

Il existe grosso modo 3 principaux types de compteurs :

¹⁶ [F20230515EN.pdf \(creg.be\)](#)

- 1 MW : les frais mensuels (hors TVA) sont compris entre 40 et 60 euros
- 2 MW : les frais mensuels (hors TVA) sont compris entre 50 et 75 euros
- 5 MW : les frais mensuels (hors TVA) sont compris entre 60 et 90 euros

Donc : ces frais mensuels combinent la location de matériel et la collecte de données.

Ces tarifs varient un peu entre les 8 sociétés de comptage actives aux Pays-Bas et dépendent un peu du fait qu'il s'agisse de compteurs plus anciens ou de nouveaux contrats.

6. Luxembourg

ACER – l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, dans son rapport du janvier 2023 *Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe*¹⁷ mentionne que au Luxembourg il n'y a aucun tarif d'injection pour le recouvrement des éventuels coûts de transport ou de distribution.

Extraits rapport ACER :

Page 24-25 section 4. Injection charges, sous-section 4.1. General overview

“(71) The remaining 10 countries (CY, CZ, GR, HU, IT, LT, LU, PT, SI, ES) do not apply any injection charge for the recovery of any transmission or distribution costs. In most of these countries, such charges have never been applied, while in Italy, Portugal and Spain they have been phased out⁵⁰. In Lithuania, there are initial discussions on the use of an injection charge in the future.”

Motivations derrière la non-application des frais d'injection : risques de création de distorsions de concurrence (et de désavantages pour les producteurs nationaux) sur le marché intérieur de l'UE :

Page 26 :

*“(73) The most frequently reported reasons by NRAs for non-application of an injection charge are:
- Risks of creating distortions in competition (and disadvantages for national producers) in the EU internal market (CZ, PT, LU)...”*

Page 88 :

¹⁷ [ACER electricity network tariff report.pdf \(europa.eu\)](https://europa.eu/energy/electricity-network-tariff-report)

En ce qui concerne le réseau de transport il n' y a pas de producteurs avec injection raccordés sur le réseau ; pour les producteurs raccordés sur le réseau de distribution, il n' a pas des coûts d'injection parce que les coûts de distribution sont déterminés par la charge ; ainsi que pour maintenir des conditions de concurrence équitables pour les producteurs connectés au marché commun DE-LU) :

Country	Application of injection charge and reasons behind		Actions that preceded the decision to introduce, to change or to phase-out the injection charge	
	Transmission	Distribution	Transmission	Distribution
Luxembourg	N/A (no injection is connected to the T network)	*Never applied (because D-costs in Luxembourg are driven by load; as well to keep a level playing field for producers connected in the common DE-LU market)		

Annexe 4 – Tarifs de refacturation des coûts de transport - les tarifs pour l'énergie réactive flux injection

Application des tarifs sur l'énergie réactive flux injection

Pays/régions	composante tarifaire "dépassement énergie réactive flux injection"	
	application ou pas d'un "tarif énergie réactive"	Sources:
Elia Belgique	oui, tarif pour l'injection d'énergie réactive complémentaire	Elia Tarif pour accès aux réseaux période 2024-2027 et et rapport ACER janvier 2023 page 61 tableau 18
Flandre	pas d'application	"ELEKTRICITEIT - Tarieflijst periodieke distributienettarieven 2024 - Injectie"
Bruxelles	pas d'application	méthodologie tarifaire et rapport ACER janvier 2023 page 61 tableau 18
France	oui, "La composante annuelle de l'énergie réactive, Flux injection"	palquette tarifaire TURPE 6 HTA/BT, HTB
Pays-Bas	oui, "blind-verbruik €/kVAh"	1) Enexis- Periodieke aansluit- en transporttarieven elektriciteit voor grootverbruikers per 1 januari 2024 ; 2) Stedin ELEKTRICITEIT TARIEVEN 2024 Aansluiting en transport voor grootverbruikers et 3) le rapport ACER janvier 2023 page 61 tableau 18
Allemagne	non, pas d'application	rapport ACER janvier 2023 page 61 tableau 18
Luxembourg	non pas d'application	rapport ACER janvier 2023 page 61 tableau 18

Sources:

Elia: Facturation & tarifs (elia.be)

Flandre : Periodieke nettarieven elektriciteit en aardgas 2024 | VREG

France : Enedis TURPE 6 HTA/BT Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE6), Tarifs en vigueur au 1er août 2023

Pays-Bas : Enexis "Periodieke aansluit- en transporttarieven elektriciteit voor grootverbruikers per 1 januari 2024"

Stedin "ELEKTRICITEIT TARIEVEN 2024 Aansluiting en transport voor grootverbruikers"

Allemagne, Luxembourg, Bruxelles : ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, January 2023, pages 51-52 tableau 18