

Date du document : 29/11/2024

DÉCISION

CD-24k29-CWaPE-1006

PROPOSITION DE TARIFS PERIODIQUES DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ 2025 DU GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION RESA

Rendue en application de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, des articles 2, § 2, et 7, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité et de l'article 5, § 3, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période réglementaire 2025-2029

Table des matières

1.	BASE LEGALE	4
2.	HISTORIQUE DE LA PROCEDURE	5
3.	RESERVES	6
3.1.	<i>Réserve d'ordre général</i>	6
4.	PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029.....	7
4.1.	<i>Revenus autorisés approuvés</i>	7
4.2.	<i>Proposition d'affectation des soldes réglementaires</i>	8
4.2.1.	Récapitulatif des soldes réglementaires non affectés	8
4.2.2.	Proposition d'affectation des soldes réglementaires non affectés dans le revenu autorisé 2025	8
4.3.	<i>Revenu autorisé adapté de l'année 2025</i>	9
4.4.	<i>Évolution du revenu autorisé entre 2024 et 2025</i>	9
5.	PROPOSITION DE TARIFS PERIODIQUES ELECTRICITE 2025	11
5.1.	<i>Contrôles effectués</i>	11
5.1.1.	Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé 2025	12
5.1.2.	Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement.....	12
5.1.3.	Les tarifs périodiques de distribution – injection	14
5.1.4.	Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution 2025	15
5.2.	<i>Évolution des tarifs périodiques de prélèvement</i>	16
5.2.1.	Évolution des revenus autorisés	16
5.2.2.	Évolution des volumes.....	16
5.2.3.	Évolution des coûts de distribution par client-type.....	20
5.2.4.	Évolution des tarifs périodiques d'injection par client-type.....	24
6.	DECISION	26
7.	VOIE DE RECOURS	28
8.	ANNEXES.....	29

Index tableaux

Tableau 1	Synthèse des revenus autorisés 2025-2029 approuvés	7
Tableau 2	Synthèse des soldes réglementaires non affectés	8
Tableau 3	Proposition d'affectation des soldes réglementaires de RESA	8
Tableau 4	Réconciliation recettes budgétées et revenu autorisé 2025	12
Tableau 5	Contrôle du calcul du terme prosumer	13
Tableau 6	Répartition du revenu autorisé 2025 par niveau de tension	15
Tableau 7	Nombre d'EAN relatifs à l'injection	19
Tableau 8	Capacités par niveau de tension	20
Tableau 9	Volumes d'injection (kwh)	20
Tableau 10	Terme fixe moyen 2024	25

Index graphiques

Graphique 1	Évolution du revenu autorisé entre 2024 et 2025	9
Graphique 2	Évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes en réseau)	17
Graphique 3	Simulations des coûts de distribution des années 2024 ET 2025 pour le client type T-MT (50 GWh – 8,3 MW)	21
Graphique 4	Simulations des coûts de distribution des années 2024 et 2025 pour le client-type MT (2 gWh – 333 kW)	21
Graphique 5	Simulations des coûts de distribution des années 2024 et 2025 pour le client-type T-BT (30.000 kwh – 5,3 kW)	22
Graphique 6	Simulations des coûts de distribution des années 2024 et 2025 pour le client-type BT (1.600 kwh hp – 1.900 KWH HC)	22
Graphique 7	Simulations des coûts de distribution des années 2024 et 2025 pour le client-type BT avec une borne de recharge pour véhicule électrique (3841 kWh HP + 3539 kWh HC)	23
Graphique 8	Simulations des coûts de distribution des années 2024 et 2025 pour le client-type BT avec une pompe à chaleur (3718 kWh HP + 3784 kWh HC)	23
Graphique 9	Simulations des coûts d'injection pour un producteur-type TMT éolien (22 gwh – 10 MW – 2.200H – 0 % autoconsommation)	24
Graphique 10	Simulations des coûts d'injection pour un producteur-type MT biomasse (7.820 mwh – 1.15 MW – 6.800 h – 50 % autoconsommation)	24
Graphique 11	Simulations des coûts d'injection pour un producteur-type TBT/BT SOLAIRE (142.500 Kwh – 150 KW – 950 h – 78 % autoconsommation)	25

1. BASE LEGALE

En vertu de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, des articles 2, § 2, et 7, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ainsi que de l'article 5, § 3, de 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 adoptée par le Comité de direction de la CWaPE le 31 mai 2023 (ci-après, la méthodologie tarifaire 2025-2029), la CWaPE est chargée de l'approbation des tarifs des gestionnaires des réseaux de distribution.

Cette approbation porte, d'une part, sur le revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution et, d'autre part, sur les tarifs périodiques visant à couvrir ce revenu autorisé.

Les règles de détermination des tarifs périodiques, dont la CWaPE contrôle le respect dans le cadre de la présente décision, sont fixées dans la méthodologie tarifaire 2025-2029.

2. HISTORIQUE DE LA PROCEDURE

1. En date du 16 mai 2024, la CWaPE a approuvé la proposition de Revenus Autorisés 2025-2029 de RESA à travers la décision référencée CD-24e16-CWaPE-0936.
2. En date du 14 juin 2024, et conformément à l'article 123, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, RESA a transmis sa proposition de tarifs périodiques électricité 2025 sous la forme du modèle de rapport et de ses annexes.
3. En date du 28 juin 2024, la CWaPE a confirmé, par courrier électronique, au gestionnaire de réseau de distribution que la proposition de tarifs périodiques électricité 2025 est formellement complète.
4. En date du 1^{er} juillet 2024, RESA a présenté oralement et via Teams sa proposition de tarifs périodiques électricité 2025 lors d'une réunion organisée par la CWaPE.
5. En date du 15 juillet 2024, en application de l'article 123, § 3, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a adressé, au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, ses questions complémentaires.
6. En date du 24 septembre 2024 et conformément à l'article 123, § 4, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, RESA a transmis, par lettre avec accusé de réception ainsi que sous format électronique, les réponses aux questions complémentaires ainsi qu'une proposition adaptée de tarifs périodiques électricité 2025.
7. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, des articles 2, § 2, et 7, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ainsi que de l'article 5, § 3, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, sur la proposition adaptée de tarifs périodiques électricité 2025, déposée le 24 septembre 2024 par le gestionnaire de réseau de distribution RESA.

3. RESERVES

3.1. Réserve d'ordre général

La présente décision se fonde sur les documents qui ont été mis à disposition de la CWaPE.

S'il devait s'avérer que, ultérieurement, les données reprises dans ces documents nécessitent une adaptation, la CWaPE se réserve le droit de revoir la présente décision à la lumière des données adaptées.

4. PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029

4.1. Revenus autorisés approuvés

La valorisation des revenus autorisés relatifs aux exercices d'exploitation 2025-2029 approuvés à travers la décision du 16 mai 2024 référencée CD-24e16-CWaPE-0936 est reprise dans le tableau suivant.

TABLEAU 1 SYNTHÈSE DES REVENUS AUTORISÉS 2025-2029 APPROUVÉS

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL	%
Charges nettes contrôlables	126.254.177	129.340.384	131.806.347	134.328.760	137.230.877	658.960.545	61%
Charges nettes contrôlables autres	74.626.848	76.783.762	78.303.706	79.863.072	81.784.807	391.362.195	36%
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	12.840.919	13.072.055	13.307.352	13.546.885	13.790.728	66.557.939	6%
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	38.786.411	39.484.566	40.195.288	40.918.804	41.655.342	201.040.411	19%
Charges et produits non-contrôlables	50.482.233	42.350.903	43.346.619	45.574.107	48.555.286	230.309.149	21%
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	49.835.611	41.641.673	42.543.896	44.787.943	47.778.157	226.587.280	21%
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	603.278	614.137	625.191	636.445	647.901	3.126.952	0%
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	15.087.373	14.869.180	15.183.272	16.287.464	17.912.912	79.340.201	7%
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	11.678.492	4.305.680	4.821.386	4.668.560	4.733.390	30.207.508	3%
Redevance de voirie	9.712.898	9.887.731	10.194.555	10.834.376	11.831.499	52.461.060	5%
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	8.809.323	7.886.995	7.413.036	7.806.147	7.752.415	39.667.917	4%
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	0	0	0	0	0	0	0%
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	3.730.785	3.944.014	4.246.369	4.554.951	4.900.041	21.376.160	2%
Charges de pension non-capitalisées	213.460	133.936	60.086	0	0	407.482	0%
Charges et produits non-contrôlables OSP	646.622	709.230	802.723	786.164	777.129	3.721.869	0%
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	8.333.451	8.113.777	7.939.994	7.939.994	7.939.994	40.267.209	4%
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	7.974.968	7.989.207	7.761.845	7.369.339	6.822.866	37.918.226	4%
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	4.647.099	4.697.030	4.900.496	4.900.496	4.900.496	24.045.617	2%
Produits issus de la facturation de la fourniture de gaz à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social	-22.145.304	-21.918.445	-21.659.762	-21.276.733	-20.743.461	-107.743.705	-10%
Charges d'achat des certificats verts	1.805.174	1.796.427	1.828.915	1.821.834	1.825.999	9.078.349	1%
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	31.234	31.234	31.234	31.234	31.234	156.172	0%
Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	2.643.138	2.216.695	2.468.727	3.382.328	4.295.461	15.006.350	1%
Charges nettes fixes	3.549.208	2.712.996	2.397.707	2.269.903	2.179.039	13.108.854	1%
Charges nettes variables	-906.070	-496.302	71.021	1.112.425	2.116.422	1.897.496	0%
Marge équitale	33.984.759	34.753.319	35.497.854	36.232.194	37.147.213	177.615.339	16%
Marge équitale RAB hors PV de réévaluation	29.364.126	30.695.138	31.973.328	33.217.776	34.624.031	159.874.399	15%
Marge équitale PV de réévaluation	4.539.339	3.996.588	3.473.685	2.970.588	2.487.258	17.467.459	2%
Marge OSP	81.294	61.593	50.842	43.829	35.924	273.482	0%
Quote-part des soldes régulatoires approuvés et affectés	0	0	0	0	0	0	0%
Soldes régulatoires déjà affectés	0	0	0	0	0	0	0%
TOTAL	213.364.308	208.661.301	213.119.547	219.517.389	227.228.837	1.081.891.383	100%

Le revenu autorisé 2025 approuvé le 16 mai 2024 n'inclut aucun solde régulatoire.

4.2. Proposition d'affectation des soldes régulateurs

4.2.1. Récapitulatif des soldes régulateurs non affectés

Les soldes régulateurs restant à affecter pour RESA constituent une créance (signe négatif) / dette tarifaire (signe positif) telle que détaillée dans le tableau suivant.

TABLEAU 2 SYNTHÈSE DES SOLDES RÉGULATEURS NON AFFECTÉS

Montants en €	A affecter
Solde régulateur 2022 (décision CD-24a30-CWaPE-0874)	3.516.360,00 €
Revue Revenu autorisé 2022 et 2023 (décision CD-22115-CWaPE-0708)	- 2.134.187,10 €

4.2.2. Proposition d'affectation des soldes régulateurs non affectés dans le revenu autorisé 2025

La proposition formulée par RESA à travers la proposition de tarifs périodiques 2025 du 24 septembre 2024 est d'affecter sur l'année 2025 la somme du solde régulateur approuvé de l'année 2022, des montants restant à affecter issus de la revue du revenu autorisé des années 2022-2023 et d'un acompte de 5 M€ relatif au solde régulateur de l'année 2023 lequel n'est pas encore approuvé par le régulateur.

TABLEAU 3 PROPOSITION D'AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATEURS DE RESA

Proposition d'affectation	2025
Solde régulateur 2022 (décision CD-24a30-CWaPE-0874)	3.516.360,00 €
Revue Revenu autorisé 2022 et 2023 (décision CD-22115-CWaPE-0708)	- 2.134.187,10 €
Solde régulateur 2023 - Acompte (cf. section 4.2.3 ci-après)	- 5.000.000,00 €
Total	-3.617.827,10 €

4.2.3. Demande d'affectation anticipative du solde régulateur 2023 dans le revenu autorisé 2025

Le solde régulateur électricité de l'année 2023 rapporté par RESA est un actif régulateur qui s'élève à 32.519.873 €. Ce solde régulateur particulièrement important provient principalement des coûts d'achat d'électricité et de la diminution des volumes de prélèvement constatée en 2023.

RESA craint également de comptabiliser des soldes régulateurs importants en 2024 car les volumes de prélèvement risquent d'être inférieurs au budget et les coûts d'achat d'électricité restent élevés.

De plus, RESA devrait comptabiliser un actif régulateur à la suite de la révision des coûts liés au déploiement des compteurs communicants de l'année 2025. Cet actif régulateur pourra être affecté au plus tôt dans les tarifs 2026.

Ces facteurs semblent indiquer que les soldes régulateurs à affecter dans les tarifs de distribution des années 2026 et suivantes pourraient être conséquents. Aussi, pour lisser au maximum l'impact de l'affectation de ces soldes régulateurs sur les tarifs de distribution, RESA a demandé à la CWaPE, à titre exceptionnel, d'affecter de façon anticipative une partie du solde régulateur 2023 dans les tarifs de l'année 2025 et ce avant son approbation qui interviendra en mars 2025.

RESA souhaite affecter un montant forfaitaire de 5 M€, soit de l'ordre de 15 % du solde régulateur estimé pour 2023.

4.3. Revenu autorisé adapté de l'année 2025

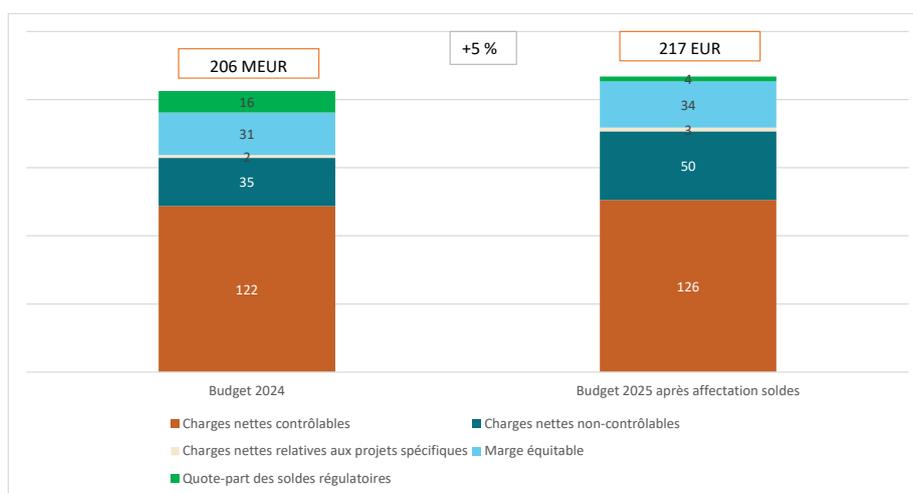
Le revenu autorisé de l'année 2025 approuvé s'élève à 213.364.308 €. RESA propose d'y ajouter une quote-part des soldes régulateurs qui s'élève à 3.617.827 €.

Le revenu autorisé de l'année 2025 après affectation des soldes régulateurs s'élève par conséquent à 216.982.134 €, soit une augmentation de 1,7 % par rapport au revenu autorisé approuvé initialement sans solde régulateur.

4.4. Évolution du revenu autorisé entre 2024 et 2025

Le graphique ci-dessous montre l'évolution du revenu autorisé budgété de RESA entre 2024 et 2025.

GRAPHIQUE 1 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2024 ET 2025



Par rapport à l'enveloppe budgétaire ayant servi de base à la détermination des tarifs de l'année 2024, le revenu autorisé électricité de l'année 2025 de RESA est en augmentation de 11 M€, soit une hausse de l'ordre de 5 %.

Les revenus autorisés budgétés des années 2024 et 2025 ont été établis selon deux méthodologies tarifaires différentes, à savoir la méthodologie tarifaire 2024 et la méthodologie tarifaire 2025-2029, et à des périodes différentes. Le revenu autorisé 2024 correspond ainsi au revenu autorisé 2023 (à l'exception du montant des soldes régulateurs) qui a été déterminé par RESA au cours de l'année 2018 tandis que le revenu autorisé 2025 a été établi au cours de l'année 2023.

Aussi, le revenu autorisé budgété de l'année 2025 ne peut être vu comme une évolution du revenu autorisé budgété de l'année 2024.

Néanmoins la comparaison des deux revenus autorisés permet de mettre en avant les variations suivantes des différentes composantes principales du revenu autorisé entre 2024 et 2025 :

1. Les charges nettes contrôlables augmentent de 4,4 M€ (soit 4 %) entre 2024 et 2025. Les règles de détermination des charges nettes contrôlables des années 2024 et 2025 sont fondamentalement différentes.
2. Les charges nettes non contrôlables augmentent de 15,1 M€ (soit 43 %) entre 2024 et 2025. Cette augmentation provient essentiellement des charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes qui doublent entre 2024 et 2025 à la suite de la hausse significative des prix de l'énergie (budget 2024 correspondant aux estimations réalisées avant la période réglementaire 2019-2023) et des charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation (qui font fois 10 entre 2024 et 2025, hausse également liée à la forte hausse des prix de l'énergie). Les charges non contrôlables OSP diminuent fortement entre 2024 et 2025 car entre autres, il n'y a plus de primes QualiWatt budgétées en 2025.
3. Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants augmentent de 0,5 M€ (soit 22 %) entre 2024 et 2025. RESA prévoit le placement de 24 508 compteurs communicants en 2024 et de 35 462 compteurs communicants en 2025. Les budgets relatifs au déploiement des compteurs communicants des années 2024 et 2025 sont établis selon des hypothèses différentes.
4. La marge bénéficiaire équitable augmente de 2,9 M€ (soit 9 %) entre 2024 et 2025 : la marge bénéficiaire équitable résulte de l'application du pourcentage de rendement de l'actif régulé à la valeur moyenne de la base d'actifs régulés du GRD. Le pourcentage de rendement de l'actif régulé (CMPC) s'élève à 4,053 % en 2024 et à 4,027 % en 2025. La valeur prévisionnelle moyenne de la base d'actifs régulés s'élève à 767,8 M€ en 2024 et à 843,9 M€ en 2025.

	Budget 2024	Budget 2025
Pourcentage de rendement autorisé	4,053%	4,027%
Valeur moyenne de la base d'actifs régulés	767.800.518	843.922.501
Marge bénéficiaire équitable totale	31.118.955	33.984.759

5. La quote-part des soldes réglementaires intégrée au revenu autorisé s'élève à 15,8 M€ en 2024 et à 3,6 M€ en 2025.

5. PROPOSITION DE TARIFS PERIODIQUES ELECTRICITE 2025

5.1. Contrôles effectués

Sur la base de la proposition de tarifs périodiques de distribution 2025, la CWaPE a contrôlé le calcul des tarifs périodiques de distribution d'électricité de RESA.

Au terme de ces contrôles, la CWaPE acte le respect des règles d'établissement des tarifs périodiques de distribution 2025 par RESA telles qu'édictées par la méthodologie tarifaire 2025-2029.

La CWaPE a contrôlé que les tarifs périodiques de distribution ont été établis conformément aux articles 70 à 97 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, notamment :

- Les tarifs périodiques de distribution sont présentés conformément aux grilles tarifaires définies par la CWaPE ;
- Les tarifs assurent une stabilité des coûts de distribution pour les utilisateurs de réseau de distribution (cf. section 5.2.) ;
- Les recettes des tarifs annuels de prélèvement et d'injection de l'année 2025 couvrent le revenu autorisé annuel correspondant (cf. section 5.1.1.) ;
- Les tarifs réalisent au mieux les équilibres tels que visés à l'article 4, § 2, 5°, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, et tiennent compte de la réflectivité des coûts liés aux différents niveaux de tension visée à l'article 5, § 2, de la méthodologie tarifaire (cf. sections 5.1.2, 5.1.3 et 5.1.4.) ;
- Les différents tarifs sont uniformes sur le territoire du gestionnaire de réseau de distribution ;
- Les principales hypothèses établies par le gestionnaire de réseau, portant sur les volumes de prélèvement ou d'injection, les puissances de prélèvement ou d'injection et le nombre d'EAN raccordés au réseau de distribution sont cohérentes avec les hypothèses correspondantes prises en compte pour la détermination des coûts additionnels de transition des années 2025 à 2029 et ont été concertées avec les autres gestionnaires de réseau actifs en Région wallonne.

Des contrôles spécifiques par catégorie de tarifs ont également été développés et sont présentés dans la suite de ce document (cf. sections 5.1.2. et 5.1.3.).

5.1.1. Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé 2025

Les dispositions de l'article 71, 2°, de la méthodologie tarifaire 2025-2029 précisent que les tarifs périodiques annuels de prélèvement et d'injection sont déterminés de façon à ce que les recettes budgétées qu'ils génèrent ensemble couvrent le revenu autorisé de l'année à laquelle ils se rapportent.

L'examen de la proposition de tarifs périodiques d'électricité 2025 de RESA permet à la CWaPE de confirmer la réconciliation entre le revenu autorisé et les recettes budgétées obtenues en application des tarifs périodiques de prélèvement et d'injection.

TABLEAU 4 RECONCILIATION RECETTES BUDGETEES ET REVENU AUTORISE 2025

Intitulé	BUDGET 2025														
	TOTAL			TAT			MT			TBT			BT		
	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	180.793.544	177.015.970	3.777.573	1.107.872	1.107.872	0	23.793.860	23.793.860	0	5.233.253	5.233.253	0	150.658.559	146.880.985	3.777.573
II. Tarif pour les Obligations de Service Public	13.568.835	17.346.408	-3.777.573	435.011	435.011	0	826.901	826.901	0	103.858	103.858	0	12.203.064	15.980.638	-3.777.573
III. Tarif pour les surcharges	18.522.222	18.522.222	0	1.540.929	1.540.929	0	4.096.807	4.096.807	0	643.822	643.822	0	12.240.664	12.240.664	0
Redevance de voisinie	9.712.898	9.712.898	0	1.467.270	1.467.270	0	2.724.505	2.724.505	0	339.891	339.891	0	5.181.233	5.181.233	0
Impôts sur le revenu	8.809.323	8.809.323	0	73.659	73.659	0	1.372.302	1.372.302	0	303.931	303.931	0	7.059.432	7.059.432	0
Autres impôts	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IV. Tarif pour les soldes régulateurs	3.617.827	3.617.827	0	30.250	30.250	0	563.579	563.579	0	124.819	124.819	0	2.899.179	2.899.179	0
TOTAL	216.502.428	216.502.428	0	3.114.063	3.114.063	0	29.281.147	29.281.147	0	6.105.752	6.105.752	0	178.001.466	178.001.466	0
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	479.708	479.708	0	125.308	125.308	0	277.687	277.687	0	42.639	42.639	0	34.074	34.074	0
TOTAL	479.708	479.708	0	125.308	125.308	0	277.687	277.687	0	42.639	42.639	0	34.074	34.074	0
TOTAL	216.982.136	216.982.136	0	3.239.371	3.239.371	0	29.558.834	29.558.834	0	6.148.391	6.148.391	0	178.035.540	178.035.540	0

5.1.2. Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement

5.1.2.1. Le tarif pour l'utilisation du réseau

Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution est bien déterminé, conformément aux articles 79 à 85 de la méthodologie tarifaire 2025-2029. Ainsi, la CWaPE a pu constater que :

- Le terme capacitaire pour les utilisateurs de réseau des niveaux de tension T-MT, MT, T-BT et BT de catégorie 1, est exprimé en EUR/kW/mois et est composé à 66 % du tarif pour la pointe du mois et à 33 % du tarif pour la pointe annuelle.
- Le terme prosumer est exprimé en EUR/kWe et est fonction de la puissance nette développable de l'installation de production.

Le terme prosumer doit être établi de manière à ce qu'il génère, sur une base annuelle, un coût similaire, dans le chef du prosumer, aux coûts qui seraient générés si les tarifs de prélèvement d'électricité sur le réseau de distribution¹ et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport² sur le réseau basse tension étaient appliqués aux volumes (kWh) non autoconsommés produits par l'installation de production, en considérant un pourcentage forfaitaire d'autoconsommation de 40,26 % et une production de 1.000 kWh par an par kWe.

$$\text{Tarif prosumer (EUR/kWe)} = \frac{\text{Volume produit estimé (kWh)} \times (1 - 40,26\%) \times \text{tarif prélèvement BT (EUR/kWh)}}{\text{Puissance nette développable (kWe)}}$$

¹ Pour le terme proportionnel relatif au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, le tarif applicable aux « heures normales » est pris en considération.

² Pour le terme proportionnel relatif au tarif pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau des tarifs de refacturation du transport, le tarif applicable aux « heures normales » est pris en considération.

La CWaPE a contrôlé que le tarif prosumer a été déterminé conformément aux modalités de calcul telles que définies ci-dessus (article 81 de la méthodologie tarifaire 2025-2029) :

TABLEAU 5 *CONTROLE DU CALCUL DU TERME PROSUMER*

	2025
Hypothèse de production en (kWh/kWe)	1.000
Coefficient (100%-40,26%)	59,74%
Tarif de prélèvement BT (EUR/kWh) Distribution	0,10019
Tarif de prélèvement BT (EUR/kWh) Transport	0,03552
Tarif attendu (EUR/kWe)	81,07
Tarif proposé (EUR/kWe)	81,07
Différence observée	0,00

- Le terme fixe est exprimé en EUR/an et varie en fonction du niveau de tension.
- Le terme proportionnel est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution, de la plage horaire (heures normales/heures pleines/heures creuses/exclusif de nuit), de l'application du terme capacitaire visé à l'article 79 et du niveau de tension :
 - Les tarifs du terme proportionnel, applicables aux prélèvements d'électricité en T-MT, MT et T-BT, sont différenciés en deux plages horaires. Le gestionnaire de réseau précise les heures associées à chaque plage horaire dans les modalités d'application et de facturation des grilles tarifaires. La CWaPE a vérifié que la tension tarifaire, c'est-à-dire le quotient du tarif en heures pleines par le tarif en heures creuses, est strictement supérieure à 1 pour les tarifs du terme proportionnel applicables aux URD raccordés aux niveaux de tension T-MT, MT et T-BT et pour lesquels le terme capacitaire est applicable.
 - En fonction du type de compteur dont il dispose, un utilisateur du réseau basse tension peut choisir entre une tarification du terme proportionnel différenciée selon 2 plages horaires (bi-horaire) ou 1 plage horaire (monohoraire). Le GRD précise les heures associées aux plages horaires « bihoraires » dans les modalités d'application et de facturation des grilles tarifaires.
 - Pour l'ensemble des utilisateurs raccordés au réseau de distribution basse tension, les prélèvements réalisés sur un compteur de type « exclusif de nuit » sont facturés au tarif exclusif de nuit. Le gestionnaire de réseau précise les heures associées à l'exclusif de nuit dans les modalités d'application et de facturation des grilles tarifaires.
 - Par ailleurs, une réduction de 80 % est bien prévue sur les tarifs du terme proportionnel applicables à l'électricité partagée consommée dans le cadre d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment (article 83, § 1^{er}, alinéa 2, de la méthodologie tarifaire 2025-2029).

5.1.2.2. Le tarif pour les obligations de service public

Le tarif pour les obligations de service public est bien déterminé conformément à l'article 89 de la méthodologie tarifaire 2025-2029. La CWaPE a ainsi pu constater que :

- Il est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution.
- Pour les niveaux de tension T-MT, MT et T-BT, ce tarif ne couvre que les charges nettes liées à l'obligation de service public imposée aux gestionnaires de réseau de distribution en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public et qui sont imputables respectivement à ces niveaux de tension.
- Pour le niveau de tension BT, le tarif couvre l'ensemble des charges et produits relatifs à l'exécution des obligations de service public imposées par une autorité compétente et incombant au gestionnaire de réseau de distribution, déduction faite des coûts déjà affectés aux niveaux de tension supérieurs.

5.1.2.3. Le tarif pour les surcharges

Le tarif pour les surcharges est déterminé conformément à l'article 90 de la méthodologie tarifaire 2025-2029. Il est en effet exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. Il couvre en outre strictement les charges visées à l'article 12, 7°, 8° et 9°, de la méthodologie tarifaire 2025-2029.

5.1.2.4. Le tarif pour les soldes régulateurs

Le tarif pour les soldes régulateurs est déterminé conformément à l'article 91 de la méthodologie tarifaire 2025-2029. Il est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution. En outre, il est conforme aux décisions d'affectation des soldes régulateurs prises par la CWaPE.

5.1.3. Les tarifs périodiques de distribution – injection

Les tarifs périodiques d'injection sont établis conformément aux articles 92 à 97 de la méthodologie tarifaire 2025-2029.

Les tarifs d'injection ont été déterminés, sur la base d'un benchmarking, 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 Flandres et à Bruxelles et ceux pratiqués par Elia, ainsi que ceux pratiqués dans les pays limitrophes (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas).

Les tarifs d'injection ont en outre fait l'objet d'une concertation organisée par les GRD avec l'ensemble des acteurs concernés selon les modalités suivantes :

- 1) Envoi de la proposition de tarifs d'injection soumise à concertation aux participants à la concertation : 2 mai 2024 ;

- 2) Période de concertation : 2-23 mai 2024 ;
- 3) Réception des remarques écrites des acteurs : aucune remarque n'a été reçue.

Suite à l'organisation de cette concertation par les GRD et l'absence de remarque des acteurs de marché, RESA a soumis à la CWaPE la proposition de tarifs d'injection soumise à concertation.

Les contrôles relatifs aux tarifs d'injection ont également porté sur les éléments suivants :

- Ils sont fonction des niveaux de tension ;
- Ils ne prévoient pas de différences en fonction de la technologie de production ou de leur date de mise en œuvre ;
- Ils sont composés d'un terme capacitaire exprimé en EUR/kVA (capacité d'injection flexible (fixé à 0 EUR/kVA pour la période 2025-2029) et capacité d'injection permanente) et d'un terme fixe exprimé en EUR/an (établi en tenant compte de l'objectif européen de facilitation de l'accès au réseau des nouvelles capacités de production);

Depuis 2019, les tarifs d'injection sont uniformes sur le territoire de la Région wallonne.

5.1.4. Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution 2025

Sur la base de la proposition de tarifs périodiques électricité 2025 de RESA, la CWaPE a également contrôlé la cohérence globale du calcul des tarifs périodiques.

À cette occasion, la CWaPE n'a pas relevé d'indices de la présence d'une répartition non transparente, discriminatoire, disproportionnée ou inéquitable des coûts du GRD entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau.

La répartition du revenu autorisé 2025 par niveau de tension est présentée dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 6 REPARTITION DU REVENU AUTORISE 2025 PAR NIVEAU DE TENSION

Intitulé	BUDGET 2025									
	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	216.982.136		3.239.371	0,01	29.558.834	0,14	6.148.391	0,03	178.035.540	0,82
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-479.708	0%	-125.308	26%	-277.687	58%	-42.639	9%	-34.074	7%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	216.502.428	100%	3.114.063	1%	29.281.147	14%	6.105.752	3%	178.001.466	82%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	180.793.544	84%	1.107.872	1%	23.793.860	13%	5.233.253	3%	150.658.559	83%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	13.568.835	6%	435.011	3%	826.901	6%	103.858	1%	12.203.064	90%
Coûts imputés au tarif des surcharges	18.522.222	9%	1.540.929	8%	4.096.807	22%	643.822	3%	12.240.664	66%
Redevance de voirie	9.712.898	4%	1.467.270	15%	2.724.505	28%	339.891	3%	5.181.233	53%
Impôts sur le revenu	8.809.323	4%	73.659	1%	1.372.302	16%	303.931	3%	7.059.432	80%
Autres impôts	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Coûts imputés aux tarifs des soldes régulatoires	3.617.827	2%	30.250	1%	563.579	16%	124.819	3%	2.899.179	80%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélevement	216.502.428	100%	3.114.063	1%	29.281.147	14%	6.105.752	3%	178.001.466	82%

Cette répartition du revenu autorisé sur les différentes catégories d'utilisateurs du réseau n'apparaît pas inéquitable, discriminatoire ou disproportionnée, dans la mesure où elle s'inscrit majoritairement dans la continuité de ce qui a été fait lors des périodes tarifaires précédentes et dans la mesure où la CWaPE a pu vérifier que :

- Certains coûts font l'objet d'une affectation directe à un niveau de tension, d'autres découlent de l'application de clés d'affectation. Les différentes clés utilisées en amont par le GRD pour parvenir à cette répartition des coûts entre niveau de tension ont été

communiquées à la CWaPE. Celle-ci a donc pu s'assurer du caractère objectif, logique et transparent des différents critères de répartition.

- Les coûts découlant de la gestion du réseau basse tension sont bien uniquement répercutés sur les clients en basse tension, à l'exclusion des clients en moyenne tension, qui n'en bénéficient pas.

À l'occasion de ce contrôle, la CWaPE n'a pas non plus relevé de tarifs paraissant non transparents, discriminatoires, disproportionnés ou inéquitables, ceux-ci constituant le reflet de cette répartition des coûts entre catégories d'utilisateurs du réseau, respectant les balises fixées par la CWaPE dans la méthodologie tarifaire (cf. 5.1.2. et 5.1.3.) et s'inscrivant dans la continuité des tarifs précédemment appliqués (cf. 5.2).

5.2. Évolution des tarifs périodiques de prélèvement

L'évolution des tarifs périodiques de distribution dépend de l'évolution du revenu autorisé budgété et l'évolution des volumes/puissances.

La répartition du revenu autorisé par niveau de tension intervient dans le niveau du tarif de chaque niveau de tension. Cette répartition n'a pas évolué de manière significative entre 2024 et 2025.

5.2.1. Évolution des revenus autorisés

Comme indiqué au point 4.3 de la présente décision, le revenu autorisé 2025 de RESA s'élève à 216.982.134 € et est en augmentation de 10.668.535 € par rapport au revenu autorisé budgété de l'année 2024, soit une hausse de l'ordre de 5 %³.

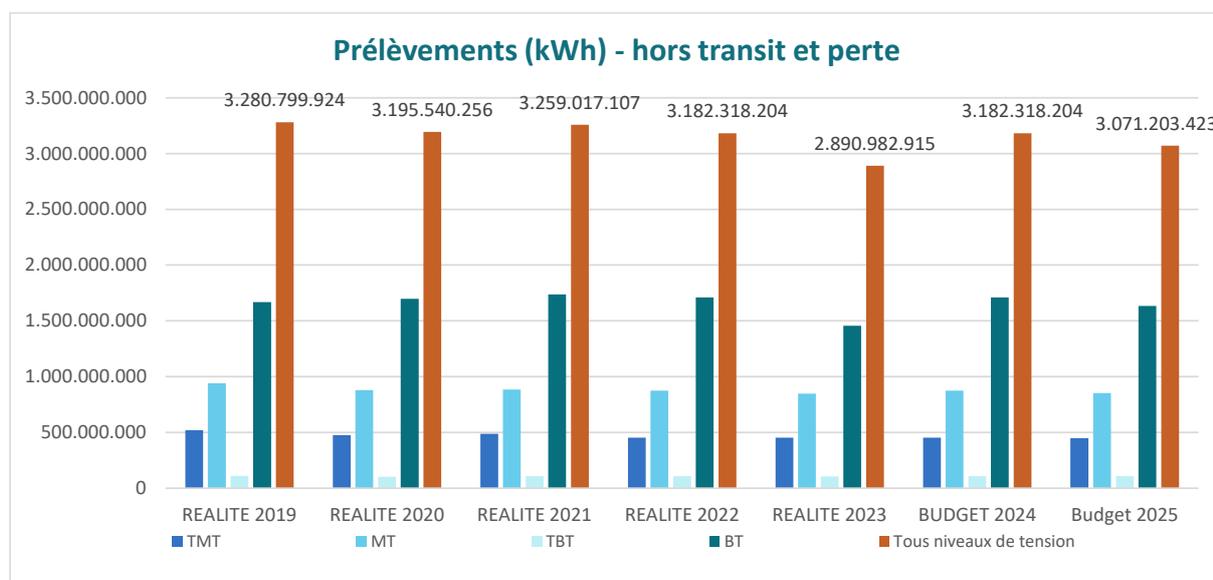
5.2.2. Évolution des volumes

5.2.2.1. Volumes de prélèvement d'électricité

Sur la base de la proposition des tarifs périodiques de distribution d'électricité 2025, le graphique suivant montre l'évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes) entre la réalité 2019 et 2023, et le budget 2024-2025 par niveau de tension.

³ Pour l'explication de l'évolution entre le revenu autorisé 2024 et le revenu autorisé 2025, la CWaPE renvoie le lecteur à sa décision référencée CD-24e16-CWaPE-0936.

GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT (HORS TRANSIT ET PERTES EN RESEAU)



Pour la détermination des tarifs périodiques de prélèvement de l'année 2025, le gestionnaire de réseau de distribution a pris les hypothèses principales suivantes pour estimer les volumes 2025.

Pour les niveaux de tension autres que la basse tension, suite au constat de l'érosion des kWh depuis quelques années, le GRD a opté pour l'année 2022 comme année de référence étant donné que les clients professionnels ont une plus grande élasticité au prix.

Concernant l'évolution, le GRD a opté pour l'évolution moyenne entre 2019-2022. Ne tenant pas compte de l'année 2023, RESA a appliqué la baisse calculée à l'année 2022 pour arriver à l'année 2024 ainsi que les années suivantes. Pour la capacité, l'année de référence est 2023.

RESA a appliqué 2 corrections sur les niveaux MT et T-MT.

La première correction a consisté à ajouter à la moyenne tension les volumes liés aux nouveaux clients qui arriveront sur le réseau en 2024-2025 dont le devis est signé. RESA a multiplié le nombre d'EAN en question par le volume moyen. Cela représente une hausse de 0,73 % par an.

La deuxième correction a consisté à isoler, en T-MT, les URD dont la consommation a drastiquement baissé entre 2019 et 2022 afin d'éviter un double comptage de cette baisse.

Pour le niveau de tension BT : les volumes consommés 2023 ont été utilisés. Les GRD ont souhaité considérer l'année 2023 comme année de référence, ce qui constitue la dernière réalité connue. À ce stade, ils n'ont pas encore d'informations qui permettent d'exclure 2023 de l'année de référence. L'année 2023 a certes connu un effet prix et un effet de forte progression du PV, mais la majorité de l'impact de ces installations PV est attendu pour 2024. Les GRD sont d'avis que même si l'effet prix se résorbe, l'effet PV compensera l'effet prix. Il faut en outre reconnaître que les années 2021 (effet COVID) et 2022 (effet invasion par la Russie de l'Ukraine et la crise énergétique) sont à ce point affectées par des événements exceptionnels qu'elles ne peuvent constituer une référence pour ces usages.

Les GRD identifient différentes causes qui viennent, à coup sûr, impacter la consommation des clients basse tension :

- 1° La crise des prix de l'énergie traversée dans un passé récent : Il s'agit d'un élément exceptionnel qu'ils ne peuvent considérer dans un calcul d'évolution des usages de base ne sachant pas si cela a conduit à des adaptations structurelles des comportements et tant il paraît trop peu prévisible que cette situation se reproduise à court ou moyen terme.
- 2° Les appareils électriques domestiques de moins en moins énergivores : les GRD ont décidé de ne pas en tenir compte étant donné que cela irait à l'encontre de l'évolution que l'on pressent au niveau de la basse tension, à savoir une hausse des kWh. Concernant l'amélioration de l'efficacité des appareils domestiques, ils ont suivi les recommandations de Schwartz & Co affirmant que celle-ci était compensée par la croissance du PIB et l'augmentation de la population.
- 3° Nouveaux usages dont notamment :

- Rechargement des véhicules électriques : Les GRD ont estimé le parc automobile électrifié en 2023 en utilisant les données mises à disposition par la FEBIAC et en considérant que la Wallonie représente 30 % du parc automobile belge. Le nombre de véhicules électriques est ensuite réparti pour chaque GRD sur base de la répartition proposée par Schwartz & Co dans son rapport final. Concernant l'évolution des recharges des véhicules électriques, les GRD ont utilisé les chiffres de Schwartz & Co pour l'année 2029 servant de base à la détermination des coûts additionnels de transition 2025-2029 comme repris dans le rapport final et ont calculé l'évolution du nombre de véhicules électriques entre 2023 et 2029 *via* une extrapolation linéaire.

Finalement, afin de pouvoir calculer des volumes prélevés, deux hypothèses sont utilisées :

- Le nombre de km parcouru par année : 20 000 km
- La consommation moyenne par type de véhicule :
 - 16 kWh / 100 km pour les véhicules BEV (100 % électriques)
 - 22 kWh / 100 km pour les véhicules PHEV (hybrides)

Ces volumes sont attribués à 90 % à la BT et 10 % à la MT

- Consommation des pompes à chaleur (et plus globalement les nouvelles normes en termes d'efficacité énergétique des bâtiments) :
 - Le nombre de pompes à chaleur pour la période 2025-2029 est celui repris dans le rapport final de Schwartz & Co ;
 - Les volumes prélevés sont estimés sur la base :
 - De l'hypothèse que le chauffage via pompe à chaleur est uniquement un chauffage de type sol chauffant, et que la pompe à chaleur fournit également l'eau chaude sanitaire ;
 - D'une consommation annuelle totale de 5.285 kWh par pompe à chaleur (chauffage sol + eau chaude sanitaire).
- Nombre de prosumers et taille de leurs installations (la pose d'unités de production décentralisées comme les panneaux photovoltaïques) :
 - Nouvelles unités de productions mises en service après le 31.12.2023 (et où un compteur communicant est obligatoirement installé) : Les GRD considèrent le

nombre et la puissance installée des unités de productions décentralisées (PV) au 31 décembre 2023 comme point de départ. Pour prédire l'évolution de la puissance installée, ils utilisent ensuite le modèle suivant :

- Courbe de tendance basé sur les données 2016-2022, tirée jusqu'en 2029 (pic 2023 isolé) ;
- Évolution linéaire pour les années 24 - 29 sur base du pic 2023 et de la puissance estimée 2029.

Ce scénario permet de calculer la puissance installée pour chaque année de la période régulatoire 2025-2029. Les puissances installées sont ensuite transposées en volumes prélevés sur le réseau en considérant un taux d'autoconsommation de 40,26 % et une production de 1000 kWh/an pour 1 kVA installé.

- Les GRD « corrigent » ensuite ces projections en tenant compte :
 - 1° des productions décentralisées installées fin d'année 2023 dont l'impact n'est pas encore totalement mesuré dans les volumes 2023 : un pourcentage des productions installées en 2023 qui vont avoir un impact important sur les volumes prélevés en 2024 est déterminé par chaque gestionnaire de réseau de distribution sur la base de la production des installations mises en service chaque mois de l'année 2023 et de la production totale si toutes les unités avaient été mise en service au premier janvier ;
 - 2° du remplacement des compteurs électromécaniques par des compteurs communicants pour les installations avant 2024 avec une incidence sur la facturation (capacitaire vs proportionnel) : aujourd'hui, pour un client avec un compteur électromécanique, le GRD facture un terme prosumer capacitaire basé sur la taille de l'installation, et le cas échéant, un tarif proportionnel sur les volumes prélevés nets. Demain, lorsque le compteur de l'URD sera remplacé par un compteur communicant digital, le GRD va lui facturer un tarif proportionnel sur les volumes prélevés bruts.
 - 3° des nouvelles unités de productions mises en service après le 31.12.2023 et où un compteur communicant est obligatoirement installé : les utilisateurs du réseau de distribution étant obligatoirement équipés d'un compteur communicant, les gestionnaires de réseau de distribution ont estimé des volumes prélevés en moins sur le réseau sur la base de l'autoconsommation de chaque URD, calculée sur la base de la taille de l'installation et du taux d'autoconsommation (40,26 %).

5.2.2.2. Injection

Les tableaux suivants présentent les hypothèses relatives aux nombres d'EAN et de capacités permanentes contractées pour calculer les revenus liés à l'injection.

TABLEAU 7 NOMBRE D'EAN RELATIFS A L'INJECTION

		Nombre d'EAN					
Niveau de tension	Intitulé	REALITE 2019	REALITE 2020	REALITE 2021	REALITE 2022	REALITE 2023	BUDGET 2025
T-MT	Injection	19	20	22	24	25	25
MT	Injection	264	295	332	358	416	416
T-BT	Injection	108	121	129	145	162	162
BT	Injection	148	163	218	248	225	225

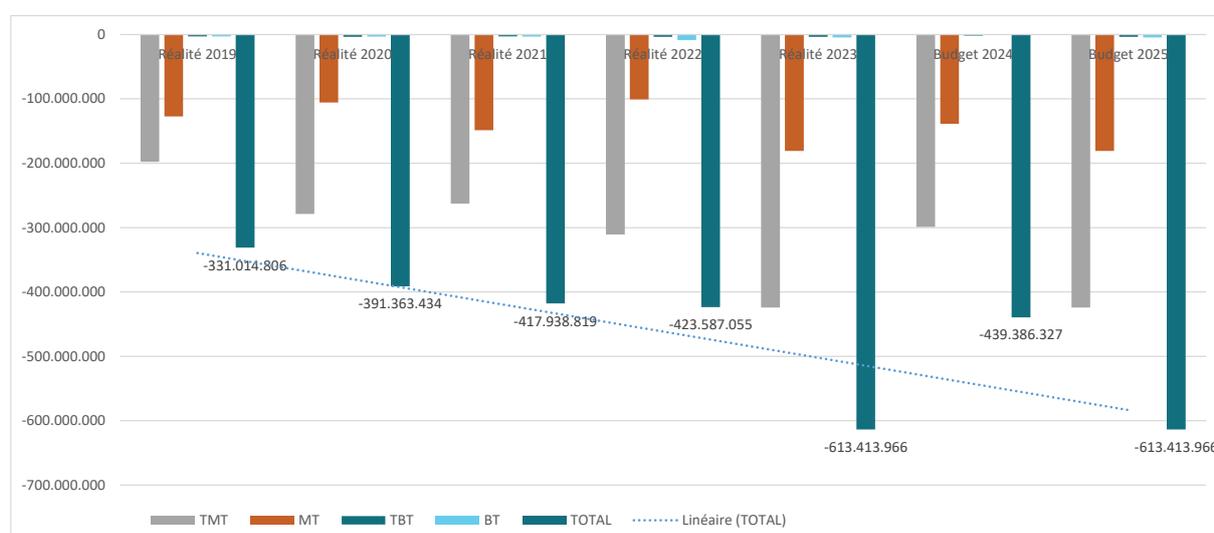
TABLEAU 8 CAPACITES PAR NIVEAU DE TENSION

Puissances - Injection							
Niveau de tension	Intitulé	REALITE 2019	REALITE 2020	REALITE 2021	REALITE 2022	REALITE 2023	BUDGET 2025
TMT	Capacité permanente (annuelle) (kVA) **	124.031	152.691	176.076	203.271	224.271	224.271
MT	Capacité permanente (annuelle) (kVA) **	108.097	90.500	104.181	125.535	135.510	135.510
TBT	Capacité permanente (annuelle) > 10 kVA (kVA) **	8.366	9.033	9.413	9.961	11.349	11.349
BT	Capacité permanente (annuelle) > 10 kVA (kVA) **	6.129	6.614	7.319	7.733	8.921	8.921

** La capacité correspond à la somme des capacités permanentes contractées estimées pour l'ensemble des clients du GRD appartenant à ce niveau de tension.

Pour la détermination des volumes d'injection (tableau ci-dessous), RESA a pris l'hypothèse d'utiliser les volumes réels de l'année 2023 pour estimer ceux de 2025.

TABLEAU 9 VOLUMES D'INJECTION (KWH)

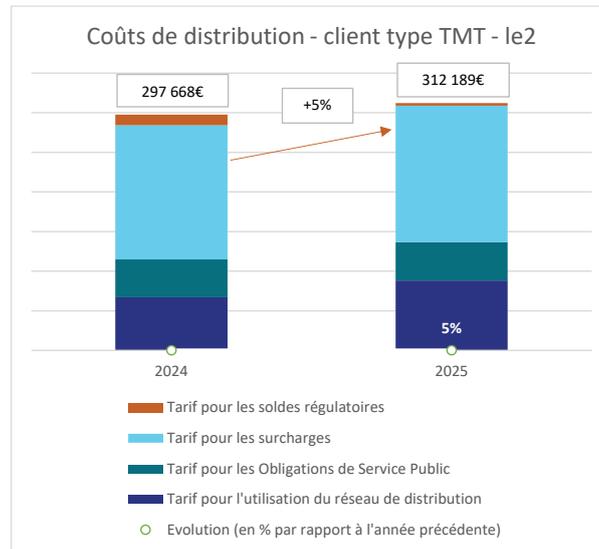


5.2.3. Évolution des coûts de distribution par client-type

Sur la base des grilles tarifaires et des simulations tarifaires reprises dans la proposition de tarifs périodiques électricité 2025 de RESA, les graphiques suivants montrent l'évolution des coûts de distribution (prélèvement) entre 2024 et 2025 pour des client-type de chaque niveau de tension.

5.2.3.1. Constats - niveau de tension T-MT

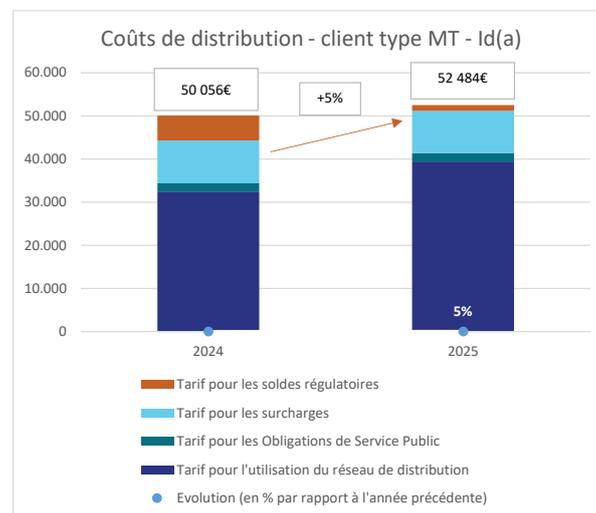
GRAPHIQUE 3 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT TYPE T-MT (50 GWH – 8,3 MW)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2025 et 2024 pour le client –type T-MT s'élève à 14.521 €, soit +5 %.

5.2.3.2. Constats - niveau de tension MT

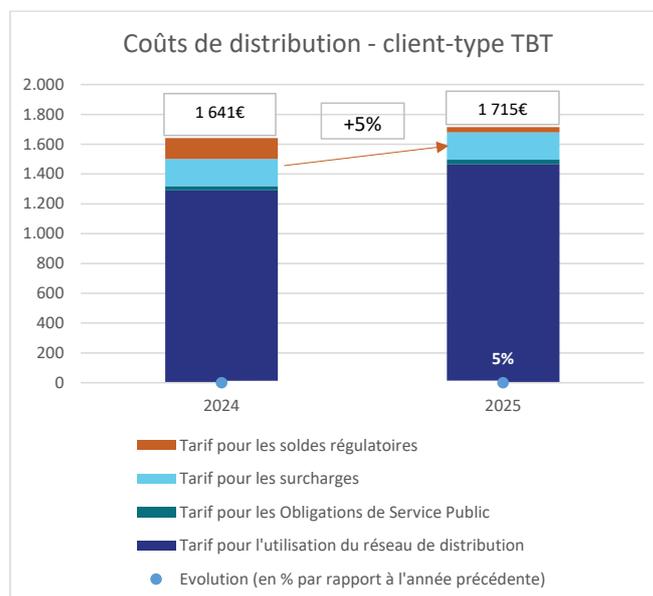
GRAPHIQUE 4 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE MT (2 GWH – 333 KW)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2025 et 2024 pour le client –type T-MT s'élève à 2.428 €, soit +5 %.

5.2.3.3. Constats - niveau de tension T-BT

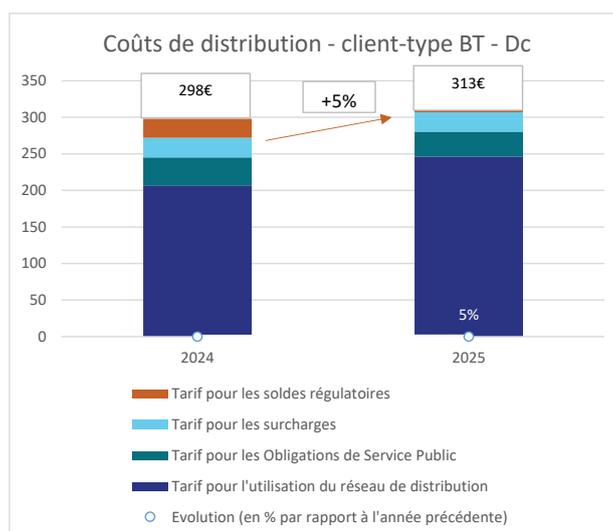
GRAPHIQUE 5 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE T-BT (30.000 KWH – 5,3 KW)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2025 et 2024 pour le client –type T-MT s'élève à 74 €, soit +5 %.

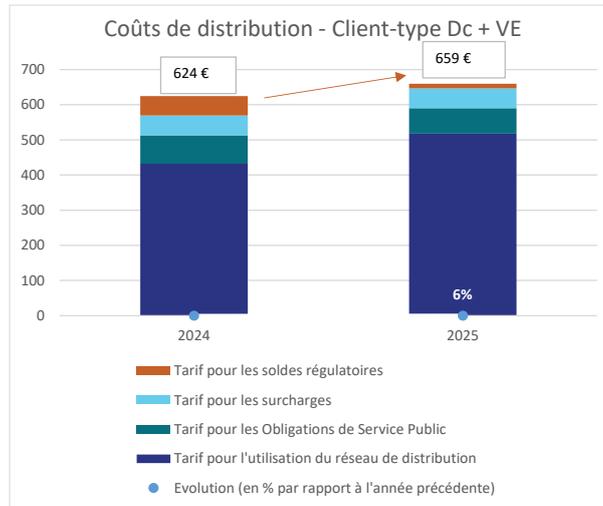
5.2.3.4. Constats - niveau de tension BT

GRAPHIQUE 6 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE BT (1.600 KWH HP – 1.900 KWH HC)



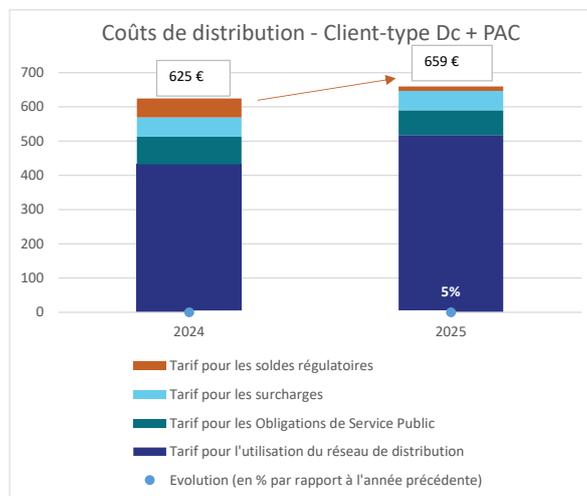
L'augmentation des coûts de distribution entre 2025 et 2024 pour le client –type BT s'élève à 15 €, soit +5 %.

GRAPHIQUE 7 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE BORNE DE RECHARGE POUR VEHICULE ELECTRIQUE (3841 KWH HP + 3539 KWH HC)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client –type BT disposant d'une borne de recharge pour véhicule électrique s'élève à 35 € soit +6 %.

GRAPHIQUE 8 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE A CHALEUR (3718 KWH HP + 3784 KWH HC)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client –type BT disposant d'une pompe à chaleur s'élève à 34 € soit +5 %.

5.2.3.5. Explications des évolutions constatées

Les évolutions des coûts de distribution de RESA entre 2024 et 2025 sont le résultat des observations suivantes :

- **L'évolution du revenu autorisé** : le revenu autorisé 2025 est en augmentation par rapport au revenu autorisé 2024 (cf. section 4.4.). Le revenu autorisé 2025 est 5 % supérieur au revenu autorisé 2024.

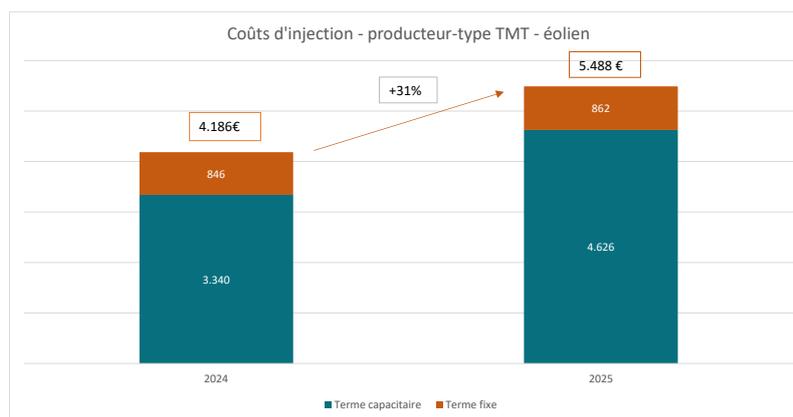
- **L'évolution des volumes et des puissances de prélèvement** : en 2025, ceux-ci sont en diminution d'environ 3 % par rapport à 2024.
- **La répartition du revenu autorisé par niveau de tension** : celle-ci a été réalisée conformément aux hypothèses initiales de répartition de coûts entre niveaux de tension et ajustée pour équilibrer les évolutions tarifaires.

5.2.4. Évolution des tarifs périodiques d'injection par client-type

Sur la base des grilles tarifaires de la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2025 de RESA et des profils-types de producteur tels que définis à l'article 97 de la méthodologie tarifaire, les graphiques suivants montrent l'évolution des coûts de distribution (injection) entre 2024 et 2025 pour un client-type de chaque niveau de tension.

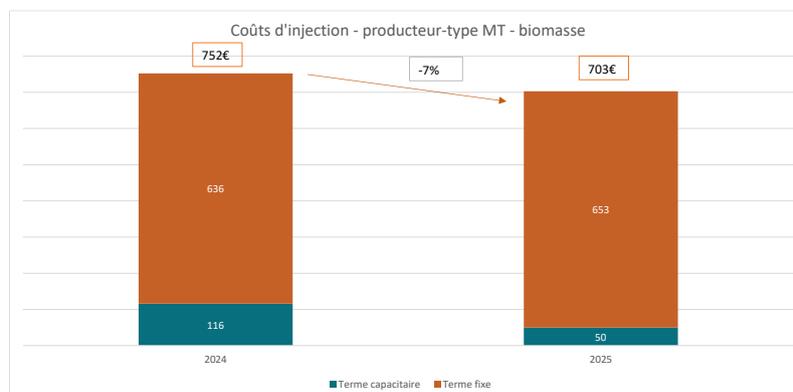
5.2.4.1. Constats - niveau de tension T-MT

GRAPHIQUE 9 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TMT EOLIEN (22 GWH – 10 MW – 2.200H – 0 % AUTOCONSOMMATION)



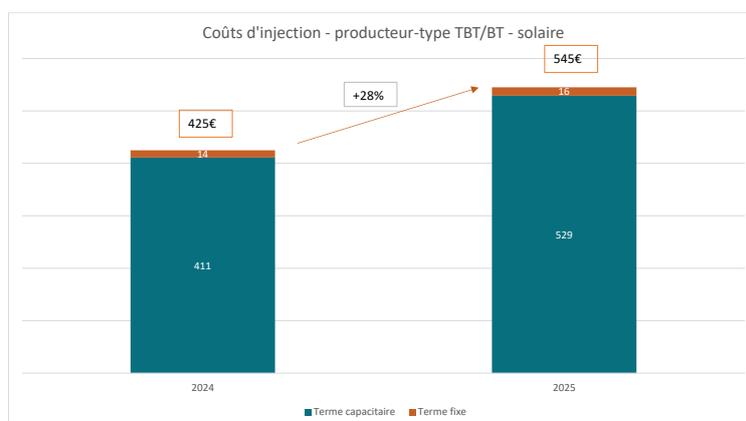
5.2.4.2. Constats - niveau de tension MT

GRAPHIQUE 10 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION POUR UN PRODUCTEUR-TYPE MT BIOMASSE (7.820 MWH – 1.15 MW – 6.800 H – 50 % AUTOCONSOMMATION)



5.2.4.3. Constats - niveau de tension T-BT / BT

GRAPHIQUE 11 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TBT/BT SOLAIRE (142.500 KWH – 150 KW – 950 H – 78 % AUTOCONSOMMATION)



5.2.4.4. Explications des évolutions constatées entre 2024 et 2025

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 avait été établie de la manière suivante :

- 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 wallonne ;
- Le terme capacitaire est calculé par différence entre le coût moyen pondéré estimé de chaque client type du benchmarking et le terme fixe déterminé au point a ci-dessus.

Les GRD proposent d'utiliser la même méthode de calcul pour la période 2025-2029.

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

- les terme fixes prélèvement 2024 par niveau de tension ;

TABLEAU 10 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 EAN 2023 par niveau de tension ;
- les indices santé prévisionnels (cf. décision CD-24e16-CWaPE-0936) ;
- le coût moyen par type de client résultat du benchmarking tarif injection 2024 (moyenne pondérée avec tous les pays/régions mentionnés à l'article 97 de la méthodologie tarifaire et tenant compte d'une pondération basée sur la somme des puissances d'injection installées dans ces pays ou régions conformément au même article 97).

6. DECISION

Vu l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ;

Vu les articles 2, § 2, et 7, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité ;

Vu 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 ;

Vu la décision d'approbation des revenus autorisés 2025-2029 de RESA adoptée par la CWaPE le 16 mai 2024 référencée CD-24e16-CWaPE-0936 ;

Vu la proposition de tarifs périodiques 2025 déposée par RESA auprès de la CWaPE le 14 juin 2024 ;

Vu la demande d'affectation des soldes régulatoires électricité formulée par RESA à travers la proposition de tarifs périodiques 2025 du 24 septembre 2024 ;

Vu les informations complémentaires transmises par RESA le 24 septembre 2024 ;

Vu la proposition adaptée de tarifs périodiques électricité 2025 déposée par RESA auprès de la CWaPE le 24 septembre dernier ;

Vu l'analyse et le contrôle effectués par la CWaPE dont un résumé est repris aux points 4.2 et 5.1 de la présente décision ;

Considérant que l'affectation anticipative du solde régulatoire 2023 dans les tarifs de distribution 2025 est formulée à titre exceptionnel et permet de réduire l'impact de ce solde régulatoire sur les tarifs de distribution des années 2026 et suivantes ;

Considérant que l'affectation des soldes régulatoires électricité telle que proposée par RESA a été déterminée de façon à éviter une accumulation des soldes régulatoires du GRD ;

Considérant qu'il ressort de l'analyse de la CWaPE que la proposition de tarifs périodiques électricité 2025 adaptée de RESA est conforme aux principes repris dans la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour l'année 2025 ;

La CWaPE décide :

- d'approuver la proposition d'affectation des soldes régulatoires électricité (à savoir une créance de 3.617.827,1 €) aux tarifs périodiques électricité 2025 de RESA ;
- d'approuver la proposition de tarifs périodiques électricité 2025 adaptée de RESA déposée le 24 septembre 2024.

L'affectation d'un acompte régulateur sur le solde régulateur 2023 aux tarifs 2025 ne constitue en aucun cas une approbation, même partielle, du solde régulateur électricité de l'année 2023.

Les tarifs périodiques de prélèvement et d'injection approuvés sont joints en annexe à la présente décision.

Les tarifs périodiques électricité 2025 dûment approuvés s'appliqueront à partir du 1^{er} janvier 2025.

Le gestionnaire de réseau de distribution publiera sur son site internet les tarifs périodiques de distribution tels qu'approuvés par la CWaPE.

7. VOIE DE RECOURS

La présente décision peut, en vertu de l'article 50ter du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, dans les trente jours qui suivent la date de sa notification, ou à défaut de notification, à partir de sa publication ou, à défaut de publication, à partir de la prise de connaissance, faire l'objet d'un recours en annulation devant la Cour des marchés visée à l'article 101, § 1^{er}, alinéa 4, du Code judiciaire, statuant comme en référé.

En vertu de l'article 50bis du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, la présente décision peut également faire l'objet d'une plainte en réexamen devant la CWaPE, dans les deux mois suivant la publication de la décision. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif. *« La CWaPE statue dans un délai de deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'informations qu'elle a sollicités. La CWaPE motive sa décision. À défaut, la décision initiale est confirmée ».*

En cas de plainte en réexamen, le délai de trente jours mentionné ci-dessus pour l'exercice d'un recours en annulation devant la Cour des marchés *« est interrompu jusqu'à la décision de la CWaPE, ou, en l'absence de décision de la CWaPE, pendant deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'information sollicités par la CWaPE »* (article 50ter, § 4, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

8. ANNEXES

- **Annexe I** : Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité de RESA applicables du 01.01.2025 au 31.12.2025
- **Annexe II** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité de RESA applicables du 01.01.2025 au 31.12.2025

Tarifs périodiques de distribution d'électricité - Prélèvement - RESA S.A. Intercommunale

Période de validité : du 01.01.2025 au 31.12.2025

	Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT	
		Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire
								Uniquement les raccordements > 56 kVA	Tous les raccordements
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution									
A. Terme capacitaire									
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe, excepté les raccordements BT ≤ 56 kVA									
Points annuelle	EUR/kWh	E210	0,2276659	-	2,0088503	-	2,7299458	-	3,1105379
Points mensuelle	EUR/kWh	E210	0,4553318	-	4,0177006	-	5,4598916	-	6,2212758
B. Terme prosumer									
Tarif prosumer	(EUR/kWh)	E260	-	-	-	-	-	-	81,0725676
C. Terme fixe									
	(EUR/an)	E270	890,52	-	782,34	-	493,47	-	25,00
D. Terme proportionnel									
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0153809	0,0810333
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0005446	0,0034313	0,0072816	0,0380321	0,0150734	0,0501936	0,0939986
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0002178	0,0013725	0,0029126	0,0144128	0,0060293	0,0200774	0,0372753
Exclutif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0053833	0,0283616
II. Tarif pour les Obligations de Service Public									
	(EUR/kWh)	E215	0,0009713	-	0,0009713	-	0,0009713	-	0,0097835
III. Tarif pour les surcharges									
Redevance de voisin	(EUR/kWh)	E801	0,0032761	-	0,0032761	-	0,0032761	-	0,0032761
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0001645	-	0,0016119	-	0,0028423	-	0,0043219
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000000	-	0,0000000	-	0,0000000	-	0,0000000
IV. Tarif pour les soldes régulateurs									
	(EUR/kWh)	E410	0,0000675	-	0,0006620	-	0,0011673	-	0,0017749

Modalités d'application et de facturation :

L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA

I.A. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme capacitaire

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau pour lesquels une pointe peut être mesurée

Les codes tarifs appliqués par RESA pour le prélèvement et l'injection sont disponibles sur le site internet via le lien: <http://www.resa.be/tarifs/tarifs-electricite/>.

- Le terme capacitaire ne s'applique pas aux alimentations de secours. La durée d'utilisation maximale d'une alimentation de secours est de 500 heures par an.
- Aucun prix maximum n'est appliqué sur les termes capacitaires

I.A.a. Pour les compteurs avec mesure de pointe, excepté les raccordements BT ≤ 56 kVA

- Le tarif pour la pointe mensuelle est applicable à la onzième plus haute puissance (pointe) quart-horaire du mois. A défaut de données suffisantes, la pointe mensuelle est égale à la puissance maximale du mois.
- Le tarif pour la pointe annuelle est appliqué à la plus haute des pointes mensuelles tarifées des douze derniers mois (celles du mois considéré et des onze mois précédents, ou, à défaut de données complètes, celles disponibles pendant cette période).
- En cas d'activation de la flexibilité, la capacité demandée par le gestionnaire de réseau de distribution est déduite de la pointe du quart d'heure concerné.

I.B. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme prosumer

- Le tarif prosumer s'applique au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;
- Le tarif prosumer est applicable à la puissance nette développable de l'installation de production, telle que renseignée par le prosumer à son gestionnaire de réseau ;

I.C. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme fixe

- Le terme fixe s'applique au prorata du nombre de jours couverts par la période facturée ;

I.D. Tarif pour utilisation du réseau de distribution - Terme proportionnel

- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses de chaque niveau de tension.
- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Une réduction de 80% est appliquée au terme proportionnel sur l'énergie partagée dans le cas d'une opération de partage au sein d'un même bâtiment. Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.

Pour les URDs raccordés au niveau de tension BT

- Le choix de 2 plages horaires est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
 - soit d'un compteur disposant au minimum de 2 registres de comptage
 - soit d'un compteur électronique dont la fonction de communication est activée
 - soit, lorsque l'utilisateur de réseau est un prosumer équipé d'un compteur électronique dont la fonction de communication n'est pas activée, d'au moins 4 registres de comptages (2 pour l'injection et 2 pour le prélèvement).
- Le choix d'une seule plage horaire est possible pour l'ensemble des utilisateurs de réseau basse tension ;
- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux tarifs heures creuses et heures pleines.
 - Pour les clients TMT, MT et TBT à relève quart-horaire (compteurs électroniques de type AMR) s'applique entre 22h00 et 7h00 en semaine et de 00h00 à 24h00 le week-end.
 - Pour les clients BT ne disposant pas d'un compteur Smart, il existe 5 horaires "heures creuses" non synchrones comme l'illustre le tableau ci-dessous.

Heures creuses	
En	Hors
22h10	07h10
22h30	07h30
22h35	07h35
22h40	07h40
22h50	07h50

L'heure exacte vous sera communiqué sur simple demande par e-mail à info@resa.be ou par téléphone au 04/220.12.11.

Pour les URDs raccordés aux niveaux de tension supérieurs à la BT

- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux tarifs heures creuses et heures pleines.
 - Pour les clients TMT, MT et TBT à relève quart-horaire (compteurs électroniques de type AMR) ainsi que les éclairages publics et forfaits, le tarif "heures creuses" s'applique entre 22h30 et 7h30 en semaine et de 00h00 à 24h00 le week-end.
 - Pour les clients TMT, MT et TBT à relève mensuelle ou annuelle, le tarif "heures creuses" s'applique entre 22h00 et 7h00 en semaine et de 00h00 à 24h00 le week-end.
- L'heure exacte vous sera communiqué sur simple demande par e-mail à info@resa.be ou par téléphone au 04/220.12.11.

Période de validité : du 01.01.2025 au 31.12.2025

	Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution					
A. Terme capacitair					
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

Modalités d'application et de facturation :

- L'ensemble des tarifs repris ci-dessus sont hors TVA
- Les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de production dont l'injection sur le réseau de distribution est rendue en permanence techniquement impossible par un appareillage de type « anti-retour » ;
- Les tarifs d'injection ne s'appliquent pas aux installations de stockage d'électricité.
- Lorsqu'une installation de production est connectée en aval du même point d'accès qu'une installation de stockage, et que l'injection n'est pas rendue en permanence techniquement impossible, seule l'installation de stockage est visée par cette dérogation ;
- Les notions de capacités permanente et flexible sont définies par l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière ;