

Date du document : 29/11/2024

DÉCISION

CD-24k29-CWaPE-1004

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

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 régulatoires</i> | 8 |
| 4.2.1. | Récapitulatif des soldes régulatoires non affectés..... | 8 |
| 4.2.2. | Proposition d'affectation des soldes régulatoires 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> | 10 |
| 4.4.1. | Les charges nettes contrôlables | 11 |
| 4.4.2. | Les charges nettes non-contrôlables..... | 11 |
| 4.4.3. | Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants | 14 |
| 4.4.4. | La marge équitable..... | 14 |
| 4.4.5. | La quote-part des soldes régulatoires | 15 |
| 5. | PROPOSITION DE TARIFS PERIODIQUES ELECTRICITE 2025 | 16 |
| 5.1. | <i>Contrôles effectués</i> | 16 |
| 5.1.1. | Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé 2025 | 17 |
| 5.1.2. | Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement | 17 |
| 5.1.3. | Les tarifs périodiques de distribution – injection | 20 |
| 5.1.4. | Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution 2025..... | 21 |
| 5.2. | <i>Évolution des tarifs périodiques de prélèvement et d'injection</i> | 22 |
| 5.2.1. | Évolution des revenus autorisés | 22 |
| 5.2.2. | Évolution des volumes | 22 |
| 5.2.3. | Évolution des tarifs périodiques de prélèvement par client-type..... | 26 |
| 5.2.4. | Évolution des tarifs périodiques d'injection par client-type | 31 |
| 6. | DECISION | 33 |
| 7. | VOIE DE RECOURS | 35 |
| 8. | ANNEXES | 36 |

Index tableaux

| | | |
|------------------|--|-----------|
| Tableau 1 | Synthèse des revenus autorisés 2025-2029 approuvés..... | 7 |
| Tableau 2 | Synthèse des soldes régulatoires non affectés | 8 |
| Tableau 3 | Proposition d'affectation du solde régulateur..... | 8 |
| Tableau 4 | Marge bénéficiaire équitable | 15 |
| Tableau 5 | Synthèse des soldes régulatoires non encore affectés..... | 15 |
| Tableau 6 | Réconciliation recettes budgétées et revenu autorisé 2025..... | 17 |
| Tableau 7 | Contrôle du calcul du terme prosumer | 18 |
| Tableau 8 | Répartition du revenu autorisé 2025 par niveau de tension | 21 |
| Tableau 9 | Terme fixe moyen 2024 | 32 |

Index graphiques

| | | |
|---------------------|---|-----------|
| Graphique 1 | Comparaison revenu autorisé BUDGETE 2025 avant et après affectation des soldes régulatoires..... | 9 |
| Graphique 2 | Évolution du revenu autorisé entre 2024 et 2025..... | 10 |
| Graphique 3 | Évolution des charges nettes non contrôlables OSP entre B2024 et B2025 (€)..... | 11 |
| Graphique 4 | Évolution des charges nettes non contrôlables hors OSP entre B2024 et B2025 (€) . | 13 |
| Graphique 5 | Évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes en reseau) | 22 |
| Graphique 6 | Évolution des volumes d'injections sur le réseau de distribution | 25 |
| Graphique 7 | Simulations des coûts de distribution des années 2024 ET 2025 pour le client type T-MT (50 GWh – 8,3 MW) | 26 |
| Graphique 8 | Simulations des coûts de distribution des années 2024 et 2025 pour le client-type MT (2 gwH – 333 kW) | 26 |
| Graphique 9 | Simulations des coûts de distribution des années 2024 et 2025 pour le client-type T-BT (30.000 kwh – 5,3 kW) | 27 |
| Graphique 10 | Simulations des coûts de distribution des années 2024 et 2025 pour le client-type BT (1.600 kwh hp – 1.900 KWH HC) | 27 |
| Graphique 11 | 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) | 28 |
| Graphique 12 | Simulations des coûts de distribution des années 2019 a 2025 pour le client-type BT avec une pompe à chaleur (3718 kWh HP + 3784 kwh HC)..... | 28 |
| Graphique 13 | Évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes en reseau) B2024 – B2025 | 30 |
| Graphique 14 | Évolution de la répartition du revenu autorisé par niveau de tension..... | 30 |
| Graphique 15 | Simulations des coûts d'injection pour un producteur-type TMT éolien (22 gwh – 10 MW – 2.200H – 0 % autoconsommation) | 31 |
| Graphique 16 | Simulations des coûts d'injection pour un producteur-type MT biomasse (7.820 mwh – 1.15 MW – 6.800 h – 50 % autoconsommation)..... | 31 |
| Graphique 17 | Simulations des coûts d'injection pour un producteur-type TBT/BT SOLAIRE (142.500 Kwh – 150 KW – 950 h –78 % autoconsommation) | 32 |

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. Le 28 mars 2024, la CWaPE a approuvé la proposition de Revenus Autorisés 2025-2029 de l'AIESH à travers la décision référencée CD-24c28-CWaPE-0888.
2. En date du 17 juin 2024, et conformément à l'article 123, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a accusé réception de la proposition de tarifs périodiques électricité 2025 de l'AIESH sous la forme du modèle de rapport et de ses annexes.
3. 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.
4. En date du 24 septembre 2024 et conformément à l'article 123, § 4, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, l'AIESH 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.
5. Des réunions téléphoniques ont été organisées en date du 19 et 21 novembre 2024 pour discuter de questions complémentaires relatives à la proposition adaptée de tarifs périodiques électricité 2025.
6. En date du 21 novembre 2024, l'AIESH a transmis, sous format électronique, les réponses aux questions complémentaires du 19 et 21 novembre 2024 ainsi qu'une proposition adaptée de tarifs périodiques électricité 2025.
7. Un courriel a été envoyé en date du 22 novembre 2024 pour discuter du terme capacitaire et de la répartition des pointes mensuelles et annuelles telle que requise par l'article 80 de la méthodologie tarifaire.
8. En date du 22 novembre 2024, l'AIESH a transmis, sous format électronique, une proposition adaptée de tarifs périodiques électricité 2025 tenant compte de la répartition deux tiers / un tiers du terme capacitaire.
9. 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 de tarifs périodiques électricité 2025 déposée le 22 novembre 2024 par le gestionnaire de réseau de distribution AIESH.

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 AUTORISÉ 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 28 mars 2024 référencée CD-24c28-CWaPE-0888 est reprise dans le tableau suivant :

TABLEAU 1 SYNTHÈSE DES REVENUS AUTORISÉS 2025-2029 APPROUVÉS

| Intitulé | Budget 2025 | Budget 2026 | Budget 2027 | Budget 2028 | Budget 2029 |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Charges nettes contrôlables | 8.319.862 | 8.464.193 | 8.611.448 | 8.761.726 | 8.918.822 |
| Charges nettes contrôlables autres | 4.291.351 | 4.363.168 | 4.436.604 | 4.511.733 | 4.592.328 |
| Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public | 999.640 | 1.017.635 | 1.035.953 | 1.054.601 | 1.073.585 |
| Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations | 3.028.871 | 3.083.391 | 3.138.892 | 3.195.392 | 3.252.909 |
| Charges et produits non-contrôlables | 4.067.124 | 4.004.922 | 3.987.786 | 3.999.199 | 4.036.359 |
| Charges et produits non-contrôlables hors OSP | 4.025.059 | 3.965.099 | 3.945.499 | 3.949.593 | 3.978.746 |
| Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par | 33.621 | 34.911 | 36.251 | 37.642 | 39.090 |
| Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau | 1.779.686 | 1.754.764 | 1.751.336 | 1.786.390 | 1.822.279 |
| Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation | 58.518 | 57.699 | 57.586 | 58.739 | 59.919 |
| Redevance de voirie | 637.773 | 637.773 | 637.773 | 637.773 | 637.773 |
| Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable | 837.565 | 814.263 | 790.005 | 768.206 | 745.627 |
| Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 |
| Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL | 677.850 | 665.642 | 672.502 | 660.798 | 674.014 |
| Charges de pension non-capitalisées | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Charges et produits non-contrôlables OSP | 42.065 | 39.823 | 42.287 | 49.605 | 57.612 |
| Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD | 265.906 | 260.424 | 258.164 | 261.550 | 264.974 |
| Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre | 268.842 | 277.285 | 285.986 | 294.952 | 304.191 |
| Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre | 61.767 | 63.707 | 65.706 | 67.765 | 69.888 |
| 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 | -603.956 | -613.228 | -622.655 | -632.238 | -641.982 |
| Charges d'achat des certificats verts | 47.907 | 50.058 | 53.512 | 55.970 | 58.903 |
| Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation | 1.600 | 1.578 | 1.575 | 1.606 | 1.638 |
| Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants | 261.688 | 179.047 | 127.345 | 110.912 | 107.182 |
| Charges nettes fixes | 185.693 | 81.608 | 11.643 | 14.573 | 16.575 |
| Charges nettes variables | 78.376 | 97.439 | 115.702 | 96.339 | 90.607 |
| Réduction de coûts volontaires | -2.380 | | | | |
| Marge équitable | 2.474.098 | 2.492.389 | 2.506.827 | 2.513.780 | 2.504.275 |
| Marge équitable RAB hors PV de réévaluation | 2.094.601 | 2.164.859 | 2.228.170 | 2.280.883 | 2.314.001 |
| Marge équitable PV de réévaluation | 378.664 | 326.874 | 278.179 | 232.577 | 190.070 |
| Marge OSP | 833 | 656 | 478 | 320 | 205 |
| Quote-part des soldes réglementaires approuvés et affectés | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Soldes réglementaires déjà affectés | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL | 15.122.771 | 15.140.551 | 15.233.407 | 15.385.617 | 15.566.638 |

Le revenu autorisé approuvé de l'année 2025 s'élève à **15.122.771 €**.

Le revenu autorisé 2025 approuvé le 28 mars 2024 n'inclut **aucun solde réglementaire**.

4.2. Proposition d'affectation des soldes régulateurs

4.2.1. Récapitulatif des soldes régulateurs non affectés

Les soldes régulateurs restant à affecter pour l'AIESH constituent une dette tarifaire telle que détaillée dans le tableau suivant :

TABLEAU 2 SYNTHÈSE DES SOLDES RÉGULATOIRES NON AFFECTÉS

| | Total | Montant affecté | Montant affecté | Montant affecté | Quote-part non affectée | Référence décision |
|--------------|---------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------------|---------------------|
| | | dans les tarifs | dans les tarifs | dans les tarifs | | |
| | | 2022 | 2023 | 2022 et 2023 | | |
| Sole 2020 | -€ 171.428 | € 0 | € 0 | € 0 | -€ 171.428 | CD-21j28-CWaPE-0581 |
| Sole 2021 | -€ 771.853 | € 0 | € 0 | € 0 | -€ 771.853 | CD-23a12-CWaPE-0719 |
| Sole 2022 | -€ 776.843 | € 0 | € 0 | € 0 | -€ 776.843 | CD-24e16-CWaPE-0935 |
| TOTAL | -€ 1.720.124 | € 0 | € 0 | € 0 | -€ 1.720.124 | |

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

L'AIESH n'envisage pas de proposer une affectation de la dette tarifaire cumulée de 2020 à 2022 aux tarifs de distribution de l'année 2025 dans la mesure où à la suite de l'explosion des prix d'achat de l'énergie pour couvrir les pertes et l'alimentation des clients protégés en 2023 et en 2024, ce passif sera complètement apuré et deviendra une créance sur le marché au terme de l'année 2024.

TABLEAU 3 PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE

| | | |
|---------------------------------|------|------------|
| Année d'affectation | 2021 | € 0 |
| | 2022 | € 0 |
| | 2023 | € 0 |
| | 2024 | € 0 |
| | 2025 | € 0 |
| | 2026 | € 0 |
| | 2027 | € 0 |
| | 2028 | € 0 |
| | 2029 | € 0 |
| Solde régulateur affecté | | € 0 |

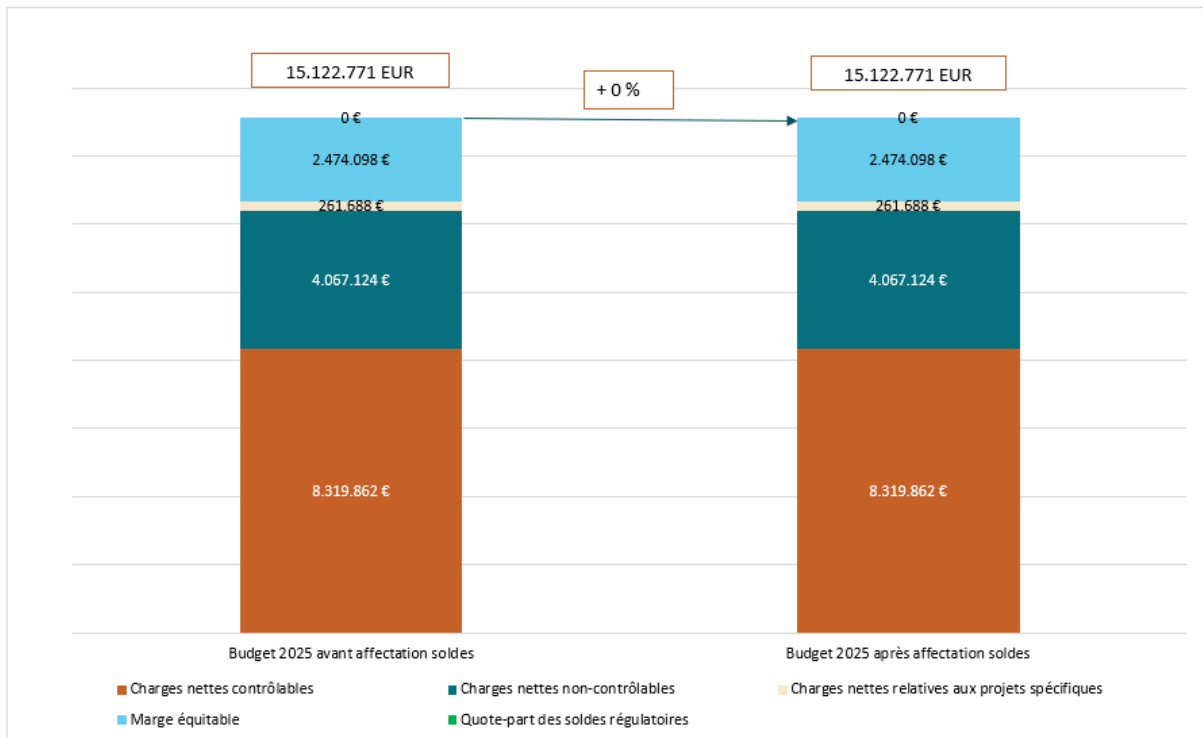
4.3. Revenu autorisé adapté de l'année 2025

Le revenu autorisé de l'année 2025 approuvé s'élève à 15.122.771 €.

L'AIESH propose de ne pas y ajouter de solde régulateur.

Le revenu autorisé de l'année 2025 après affectation des soldes régulateurs s'élève par conséquent à 15.122.771 € soit le revenu autorisé approuvé initialement.

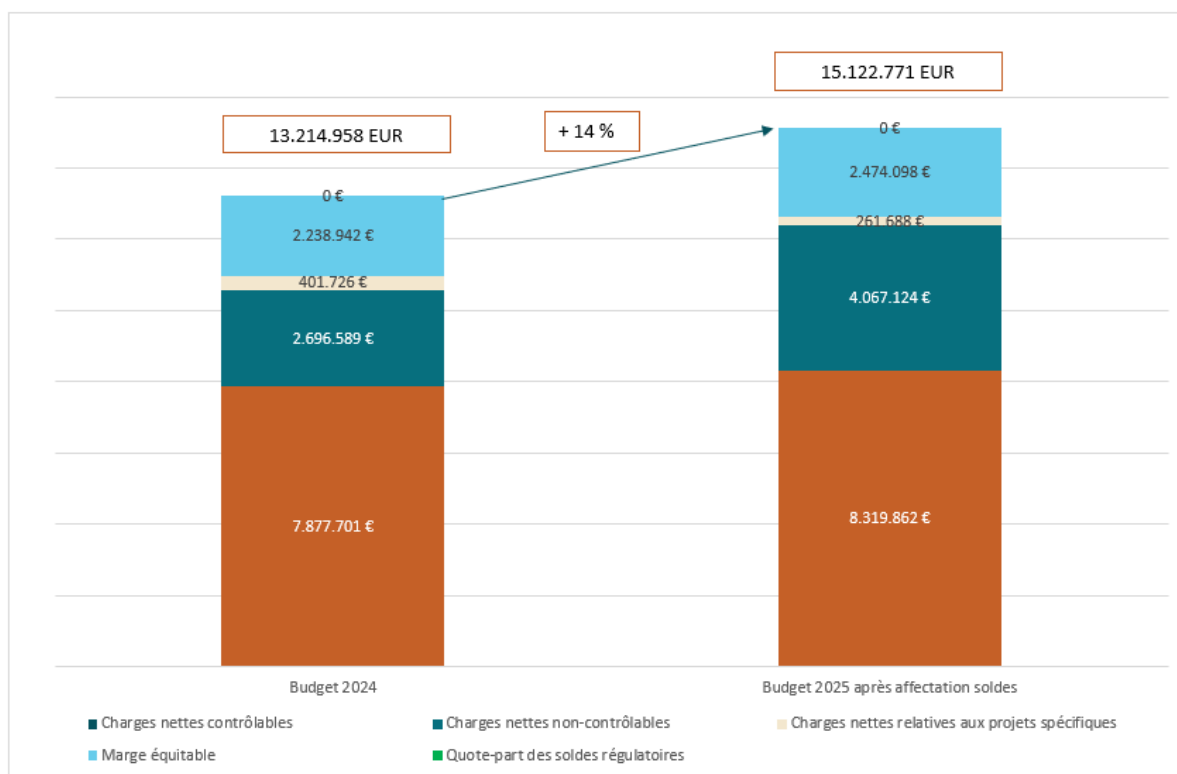
GRAPHIQUE 1 COMPARAISON REVENU AUTORISÉ BUDGÉTÉ 2025 AVANT ET APRÈS AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATOIRES



4.4. Évolution du revenu autorisé entre 2024 et 2025

Le graphique ci-dessous montre l'évolution du revenu autorisé budgeté de l'AIESH entre 2024 et 2025 (y incluse la proposition d'affectation des soldes régulateurs).

GRAPHIQUE 2 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 l'AIESH est en augmentation de 1.907.813 €, soit une hausse de l'ordre de 14 %.

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 l'AIESH au cours de l'année 2018 et révisé en décembre 2023 pour intégrer les budgets relatifs à la reprise du réseau de Couvin, tandis que le revenu autorisé 2025, y incluse la proposition de révision du revenu autorisé pour intégrer la ville de Couvin, a été établi par l'AIESH au cours des années 2023 et 2024.

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.

4.4.1. Les charges nettes contrôlables

Les charges nettes contrôlables sont composées des charges nettes contrôlables liées aux immobilisations (36%), des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (12%) et des charges nettes contrôlables autres¹ (52%).

Les charges nettes contrôlables **augmentent de 442.161 € (soit 6%) entre 2024 et 2025**. Les règles de détermination des charges nettes contrôlables des années 2024 et 2025 sont fondamentalement différentes.

4.4.2. Les charges nettes non-contrôlables

Les charges nettes non-contrôlables sont composées des charges nettes non-contrôlables relatives aux obligations de service public et des charges nettes contrôlables hors obligations de service public.

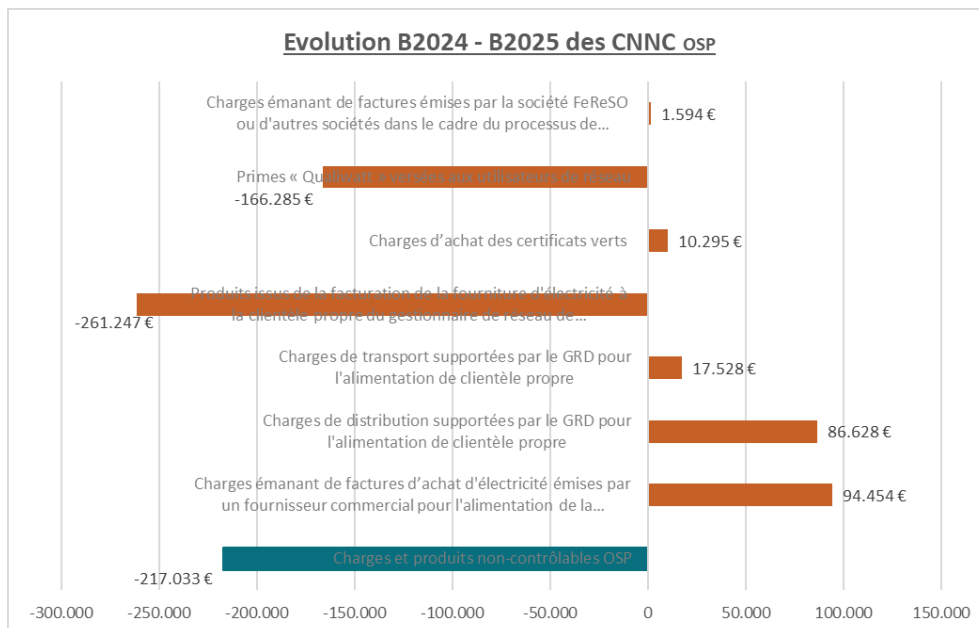
4.4.2.1. Les charges nettes non-contrôlables OSP

Les charges nettes non-contrôlables relatives aux obligations de service public sont composées :

- des charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle du GRD ;
- des charges de distribution pour l'alimentation de la clientèle du GRD ;
- des charges de transport pour l'alimentation de la clientèle du GRD ;
- des charges d'achat des certificats verts pour l'alimentation de la clientèle du GRD ;
- des produits issus de la vente d'électricité à la clientèle du GRD ;
- des charges et produits issus du processus de réconciliation.

Les charges nettes non contrôlables OSP diminuent de -217.033 € (soit – 83,76 %) entre 2024 et 2025. Cette diminution s'explique comme suit.

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTROLABLES OSP ENTRE B2024 ET B2025 (€)



¹ Les charges nettes contrôlables autres incluent notamment les coûts de rémunération, les coûts des matériaux, des entrepreneurs, de consultance, les coûts informatiques ainsi que les coûts additionnels de transition.

La diminution des **primes « Quali watt »** provient de la fin du paiement de ces primes pour la période 2025-2029.

L'augmentation **des produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité 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** provient de la combinaison d'une hausse des volumes facturés et d'une hausse du prix unitaire moyen de facturation :

- 1) Les volumes pris en considération pour la détermination des produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution sont les suivantes :
 - Pour les clients protégés : les volumes budgétés correspondent à la dernière estimation connue pour l'AIESH (31/12/2023) à laquelle on ajoute le nombre de clients protégés estimé selon la volumétrie communiquée par ORES lors de la reprise du réseau de Couvin ;
 - Pour les clients sous fournisseur X : les volumes budgétés correspondent au nombre moyen de clients « sous fournisseur X » du dernier trimestre 2023 avec une consommation annuelle moyenne de 3.500 KWh par client.
- 2) Le prix unitaire moyen de facturation aux clients « fournisseur X » a été établi sur la base du tarif du 4^{ème} trimestre 2023 (partie variable) et du client-type Dc (1.600 KWh heure pleine et 1.900 KWh heure creuse). Le total ainsi obtenu a été divisé par 3.500 KWh pour obtenir un tarif moyen du KWh. Ce prix unitaire 2023 a ensuite été indexé annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023 (voir tableau 23).

Le prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution de l'année 2023 (clients protégés) a été établi sur la base du prix unitaire moyen de facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution réel 2022. Il a ensuite été indexé annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023 (voir tableau 23).

L'augmentation des **charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre** provient de la combinaison des éléments suivants :

- 1) Les volumes pris en considération pour la détermination des charges de distribution pour l'alimentation de la clientèle propre sont identiques aux volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre (voir ci-dessous).
- 2) Les prix unitaires de distribution budgétés correspondent aux derniers tarifs de distribution de l'AIESH valable au 1^{er} janvier au 31 décembre 2024. Les tarifs de distribution ont ensuite été indexés annuellement aux indices santé correspondant à ceux transmis par la CWaPE le 15 juin 2023.

L'augmentation des **charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD** provient de la combinaison des éléments suivants :

- 1) Les volumes pris en considération pour la détermination des charges émanant de la facturation d'achat d'électricité émise par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution sont les suivants :

- Pour les clients protégés : les volumes budgétés correspondent à la dernière estimation connue pour l'AIESH (31/12/2023) à laquelle on ajoute le nombre de clients protégés estimé selon la volumétrie communiquée par ORES lors de la reprise du réseau de Couvin ;
 - Pour les clients sous fournisseur X : les volumes budgétés correspondent au nombre moyen de clients « sous fournisseur X » du dernier trimestre 2023 avec une consommation annuelle moyenne de 3.500 KWh par client.
- 2) Le prix unitaire moyen de facturation de l'année 2025 a été établi sur la base du contrat d'achat d'électricité conclu pour l'année 2025 avec Engie et des clicks opérés par AREWAL en janvier 2024.

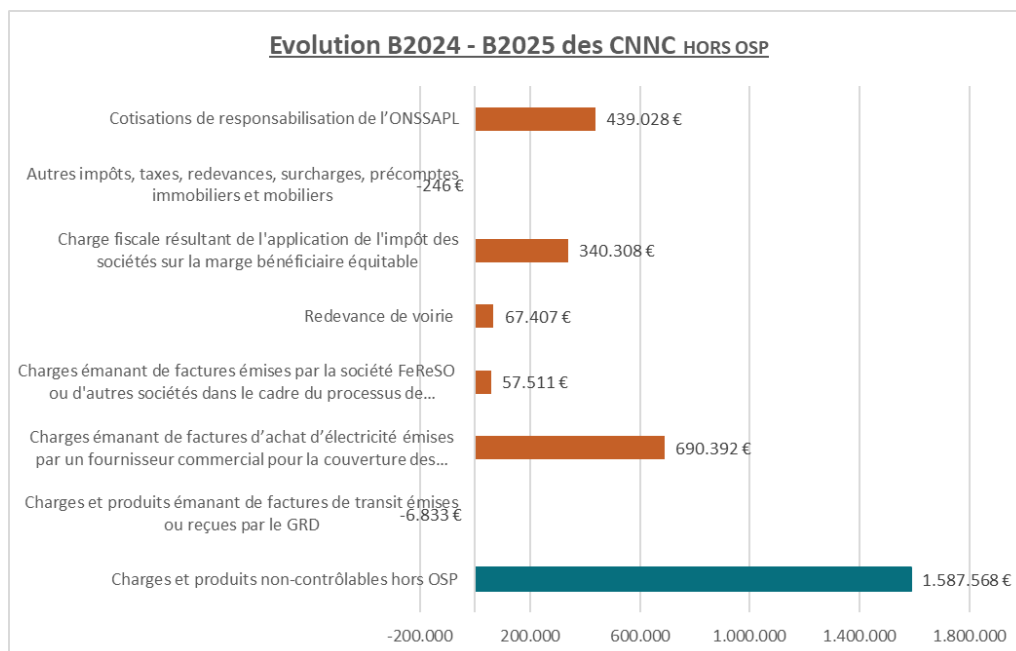
4.4.2.2. *CNNC_{Hors OSP}* (Charges nettes non contrôlables hors OSP) :

Les charges nettes non-contrôlables hors OSP sont composées :

- des charges de transit entre GRD ;
- des charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau ;
- de la redevance de voirie ;
- de la charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés ;
- des charges de pension non-capitalisées ;
- des charges et produits issus du processus de réconciliation.

Les charges nettes non contrôlables hors OSP augmentent de 1.587.568 € (soit 65,13 %) entre 2024 et 2025. Cette augmentation s'explique comme suit.

GRAPHIQUE 4 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTROLABLES HORS OSP ENTRE B2024 ET B2025 (€)



L'augmentation des **charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique** provient d'une part de la révision à la

hausse du coût unitaire d'achat d'électricité, et d'autre part d'une légère augmentation, de l'ordre de 2 % annuellement, des volumes de pertes budgétés.

L'augmentation de la **charge fiscale** résulte, d'une part, de la charge fiscale relative à la reprise du réseau de Couvin qui n'avait pas été budgétée en 2024 (estimée à 145 KEUR), et, d'autre part, de l'application de l'impôt des sociétés à la variation de la marge bénéficiaire équitable et aux autres éléments intervenant dans le calcul de l'impôt des sociétés (charges d'intérêts sur emprunt, dépenses non admises et non déductibles...).

L'augmentation des **cotisations de responsabilisation** provient d'une part de la révision de la masse salariale des agents nommés actifs du gestionnaire de réseau de distribution sur la base des données réelles 2022 reçues du SPF et d'autre part d'une augmentation des cotisations de responsabilisations individuelles.

4.4.3. Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants

Ces charges sont composées principalement des charges d'amortissement des compteurs communicants, des charges de désaffectation des compteurs BT et des C à B, des coûts IT et des coûts de communication des compteurs communicants.

Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants diminuent de 140.038 € (soit 35%) entre 2024 et 2025. Les budgets relatifs au déploiement des compteurs communicants des années 2024 et 2025 sont établis selon des hypothèses différentes.

4.4.4. La marge équitable

La marge équitable totale se compose de la marge équitable sur l'actif régulé hors plus-value de réévaluation et de la marge équitable sur la plus-value de réévaluation.

La marge équitable sur l'actif régulé résulte de l'application du pourcentage de rendement de l'actif régulé à la valeur moyenne de la base d'actifs régulés du GRD. La marge équitable sur la plus-value de réévaluation résulte de l'application du pourcentage de rendement de la plus-value de réévaluation à la valeur moyenne de la plus-value de réévaluation. Les valeurs de ces paramètres sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 4 MARGE BÉNÉFICIAIRE ÉQUITABLE

| | Budget 2024 | Budget 2025 |
|--|-------------|-------------|
| Pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors PV | 4,053% | 4,027% |
| Pourcentage de rendement autorisé applicable à la PV de réévaluation | 4,053% | 4,027% |
| Valeur des actifs régulés au 01/01/N | 44.661.055 | 51.080.123 |
| Valeur des actifs régulés au 31/12/N | 45.677.652 | 52.989.115 |
| Valeur moyenne des actifs régulés | 45.169.353 | 52.034.619 |
| Valeur de la PV de réévaluation au 01/01/N | 10.214.156 | 9.595.203 |
| Valeur de la PV de réévaluation au 31/12/N | 9.930.354 | 9.211.042 |
| Valeur moyenne de la PV réévaluation | 10.072.255 | 9.403.122 |
| Marge équitable applicable sur la RAB hors PV de réévaluation | 1.830.714 | 2.095.434 |
| Marge équitable applicable sur la PV de réévaluation | 408.229 | 378.664 |
| Marge équitable totale | 2.238.942 | 2.474.098 |

La marge équitable totale s'élève à 2.238.942 € en 2024 et à 2.474.098 € en 2025 **soit une augmentation de 235.155 € (soit 11%) entre 2024 et 2025.**

La valeur des actifs régulés du GRD évolue en fonction notamment des investissements², des désinvestissements et des charges d'amortissement.

4.4.5. La quote-part des soldes régulatoires

Le revenu autorisé 2024 n'incluait aucun montant d'affectation des soldes régulatoires et le revenu autorisé 2025 adapté n'inclut toujours aucun montant.

Les soldes régulatoires restant à affecter pour l'AIESH constituent une dette tarifaire :

TABLEAU 5 SYNTHÈSE DES SOLDES RÉGULATOIRES NON ENCORE AFFECTÉS

| | Total | Référence décision |
|--------------|---------------------|---------------------|
| Sole 2020 | -€ 171.428 | CD-21j28-CWaPE-0581 |
| Sole 2021 | -€ 771.853 | CD-23a12-CWaPE-0719 |
| Sole 2022 | -€ 776.843 | CD-24e16-CWaPE-0935 |
| TOTAL | -€ 1.720.124 | |

² Les investissements qui sont intégrés dans la RAB sont les investissements nets, c'est-à-dire les investissements bruts déduction faite des subsides et des interventions d'utilisateurs du réseau.

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 l'AIESH.

Au terme de ces contrôles, la CWaPE acte le respect des règles d'établissement des tarifs périodiques de distribution 2025 par l'AIESH 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 tentent d'assurer autant que possible une stabilité des coûts de distribution pour les utilisateurs de réseau de distribution (cf. 5.2.3 Évolution des tarifs périodiques de prélèvement par client-type) ;
- Les recettes des tarifs annuels de prélèvement et d'injection de l'année 2025 couvrent le revenu autorisé annuel correspondant (cf. 5.1.1. Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé 2025) ;
- 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. 5.1.2. Les tarifs périodiques de distribution - prélèvement, 5.1.3. Les tarifs périodiques de distribution – injection, 5.1.4 Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution 2025) ;
- 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. 5.1.2. Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement, 5.1.3. Les tarifs périodiques de distribution – injection).

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 l'AIESH 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 6 RÉCONCILIATION RECETTES BUDGÉTÉES ET REVENU AUTORISÉ 2025

| | | BUDGET 2025 | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|---|-------------|------------|---------|---------|----------|-------|-----------|-----------|-------|---------|----------|-------|------------|------------|---------|
| Intitulé | | TOTAL | | | TMT | | | MT | | | TBT | | | BT | | |
| | | Coûts | Produits | Ecart | Coûts | Produits | Ecart | Coûts | Produits | Ecart | Coûts | Produits | Ecart | Coûts | Produits | Ecart |
| Prélèvements | I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution | 12.582.697 | 12.541.298 | 41.399 | 159.652 | 159.654 | -2 | 1.117.128 | 1.117.128 | 0 | 97.863 | 97.862 | 0 | 11.208.054 | 11.166.653 | 41.401 |
| | II. Tarif pour les Obligations de Service Public | 1.042.539 | 1.083.925 | -41.386 | 26 | 23 | 2 | 2.576 | 2.578 | -2 | 485 | 485 | 0 | 1.039.453 | 1.080.839 | -41.386 |
| | III. Tarif pour les surcharges | 1.475.383 | 1.475.381 | 2 | 219.261 | 219.261 | 0 | 211.873 | 211.874 | -1 | 14.881 | 14.881 | 0 | 1.029.368 | 1.029.365 | 3 |
| | Redevance de voirie | 637.773 | 637.771 | 2 | 211.179 | 211.181 | -2 | 128.104 | 128.104 | 0 | 7.432 | 7.432 | 0 | 291.058 | 291.054 | 4 |
| | Impôts sur le revenu | 837.565 | 837.562 | 3 | 8.081 | 8.079 | 2 | 83.765 | 83.766 | -1 | 7.449 | 7.449 | 0 | 738.270 | 738.268 | 2 |
| | Autres impôts | 45 | 48 | -3 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 | 43 | -3 |
| | IV. Tarif pour les soldes régulateurs | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | TOTAL | 15.100.619 | 15.100.604 | 15 | 378.938 | 378.938 | 0 | 1.331.578 | 1.331.581 | -3 | 113.228 | 113.228 | 0 | 13.276.875 | 13.276.858 | 18 |
| Injection | I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution | 22.154 | 22.154 | 0 | 6.414 | 6.414 | 0 | 14.540 | 14.540 | 0 | 298 | 298 | 0 | 902 | 902 | 0 |
| | TOTAL | 22.154 | 22.154 | 0 | 6.414 | 6.414 | 0 | 14.540 | 14.540 | 0 | 298 | 298 | 0 | 902 | 902 | 0 |
| | TOTAL | 15.122.773 | 15.122.758 | 15 | 385.352 | 385.352 | 0 | 1.346.118 | 1.346.121 | -3 | 113.527 | 113.526 | 1 | 13.277.777 | 13.277.759 | 18 |

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 distribution³ et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport⁴ 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.

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

³ Pour le terme proportionnel relatif au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, le tarif applicable aux « heures normales » est pris en considération.

⁴ 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 7 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 | 0,1207078 |
| Tarif de prélèvement BT (EUR/kWh) Transport | 0,0335519 |
| Tarif attendu (EUR/kWe) | 92,15 |
| Tarif proposé (EUR/kWe) | 92,15 |
| 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 (bihoraire) 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 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.

Dans la proposition de tarifs périodiques, la CWaPE a pris connaissance du fait qu'aucune réaction n'a été transmise par les différents acteurs de marché à la date de clôture de la concertation (23 mai 2024).

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 de distribution d'électricité de l'AIESH, la CWaPE a également contrôlé la cohérence globale du calcul des tarifs périodiques.

A 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 8 RÉPARTITION DU REVENU AUTORISÉ 2025 PAR NIVEAU DE TENSION

| Intitulé | BUDGET 2025 | | | | | | | | | |
|---|-------------|------|---------|-------|-----------|-------|---------|-------|------------|-------|
| | TOTAL | | T-MT | | MT | | T-BT | | BT | |
| | Eur | % | Eur | % | Eur | % | Eur | % | Eur | % |
| TOTAL Revenu Autorisé | 15.122.773 | | 385.352 | 0,025 | 1.346.118 | 0,089 | 113.527 | 0,008 | 13.277.777 | 0,878 |
| Recettes relatives aux tarifs d'injection | -22.154 | 0% | -6.414 | 29% | -14.540 | 66% | -298 | 1% | -902 | 4% |
| Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection | 15.100.619 | 100% | 378.938 | 3% | 1.331.578 | 9% | 113.228 | 1% | 13.276.875 | 88% |
| Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution | 12.582.697 | 83% | 159.652 | 1% | 1.117.128 | 9% | 97.863 | 1% | 11.208.054 | 89% |
| Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public | 1.042.539 | 7% | 26 | 0% | 2.576 | 0% | 485 | 0% | 1.039.453 | 100% |
| Coûts imputés au tarif des surcharges | 1.475.383 | 10% | 219.261 | 15% | 211.873 | 14% | 14.881 | 1% | 1.029.368 | 70% |
| Redevance de voirie | 637.773 | 4% | 211.179 | 33% | 128.104 | 20% | 7.432 | 1% | 291.058 | 46% |
| Impôts sur le revenu | 837.565 | 6% | 8.081 | 1% | 83.765 | 10% | 7.449 | 1% | 738.270 | 88% |
| Autres impôts | 45 | 0% | 0 | 1% | 5 | 10% | 0 | 1% | 40 | 88% |
| Coûts imputés aux tarifs des soldes régulatoires | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement | 15.100.619 | 100% | 378.938 | 3% | 1.331.578 | 9% | 113.228 | 1% | 13.276.875 | 88% |

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.

A 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 et d'injection

L'évolution des tarifs périodiques de distribution dépend principalement de deux composantes majeures, à savoir l'évolution du revenu autorisé budgété et l'évolution des volumes/puissances.

5.2.1. Évolution des revenus autorisés

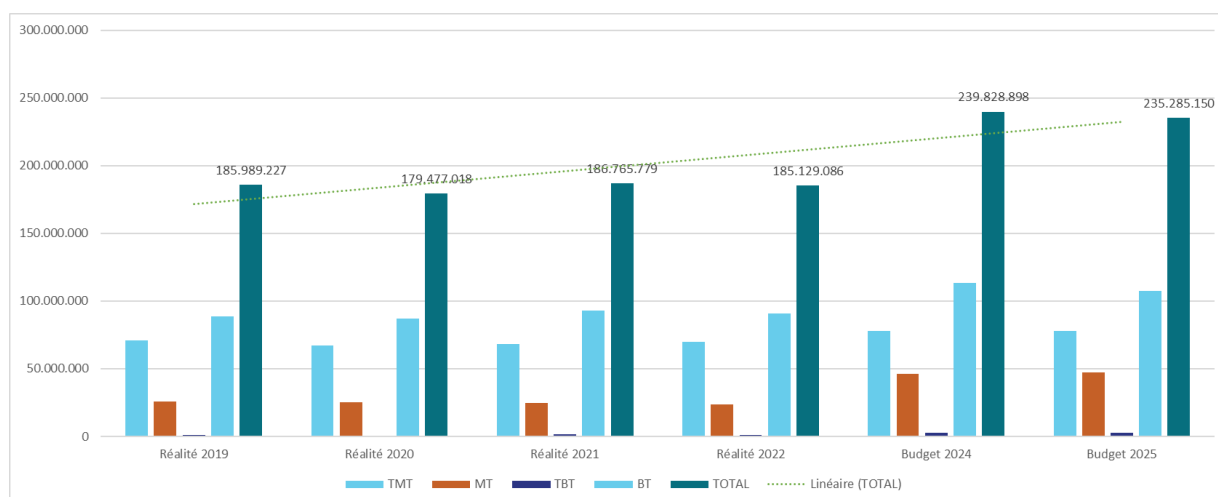
Comme indiqué au point 4.4 de la présente décision, le revenu autorisé 2025 de l'AIESH s'élève à 15.122.771 € et est en augmentation de 1.907.813 € par rapport au revenu autorisé budgété de l'année 2024, soit une hausse de l'ordre de 14 %.

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 les réalités 2019 et 2022 et les budgets 2024-2025 par niveau de tension.

GRAPHIQUE 5 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT (HORS TRANSIT ET PERTES EN RÉSEAU)



Pour la détermination des tarifs périodiques de prélèvement de l'année 2025, le gestionnaire de réseau de distribution a pris les hypothèses suivantes :

- **Pour le niveau de tension T-MT** : Les gestionnaires de réseau de distribution ont constaté une certaine érosion des kWh depuis quelques années. Dans ce cas, ils ont opté pour **l'année 2022 comme année de référence** étant donné que les clients professionnels ont une plus grande élasticité au prix. Il y a donc une certaine reconstruction de la demande prévue à court terme. Concernant l'évolution, ils ont opté pour **l'évolution moyenne entre 2019-2022**. Ils ne tiennent pas compte de l'année 2023 et appliquent l'évolution calculée à l'année 2022 pour arriver à l'année 2024 ainsi que les années suivantes.

Enfin, les gestionnaires de réseau de distribution considèrent que 10 % de l'augmentation des volumes relatifs aux véhicules électriques sera attribuée au niveau de tension MT.

L'AIESH a par ailleurs inclus les volumes des communes de Couvin dont le réseau a été repris au 1er janvier 2024.

- **Pour le niveau de tension MT** : Les gestionnaires de réseau de distribution ont pris en considération les mêmes hypothèses que celles retenues pour le niveau de tension T-MT ci-dessus.

L'AIESH a par ailleurs inclus les volumes des communes de Couvin dont le réseau a été repris au 1er janvier 2024.

- **Pour le niveau de tension T-BT** : Les gestionnaires de réseau de distribution ont pris en considération les mêmes hypothèses que celles retenues pour le niveau de tension T-MT ci-dessus.

L'AIESH a dérogé à cette règle et a aligné les volumes T-BT retenus pour 2025 sur ceux budgétés en 2024 incluant Couvin. L'AIESH applique ensuite une progression annuelle de 2% reposant sur les projections d'Elia pour les années futures (incluant uniquement eating et E-mobility, hors industrie et data-center).

- **Pour le niveau de tension BT** : 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.

Pour l'AIESH, les volumes BT prélevés en 2023 étant exceptionnellement bas en comparaison aux exercices précédents, l'AIESH a dérogé à cette règle et la réalité 2023 a été remplacée par la moyenne arithmétique des 4 exercices précédents.

L'AIESH a par ailleurs inclus les volumes des communes de Couvin dont le réseau a été repris au 1er janvier 2024.

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 la 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) ;
 - Evolution linéaire pour les années 24 - 29 sur la 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

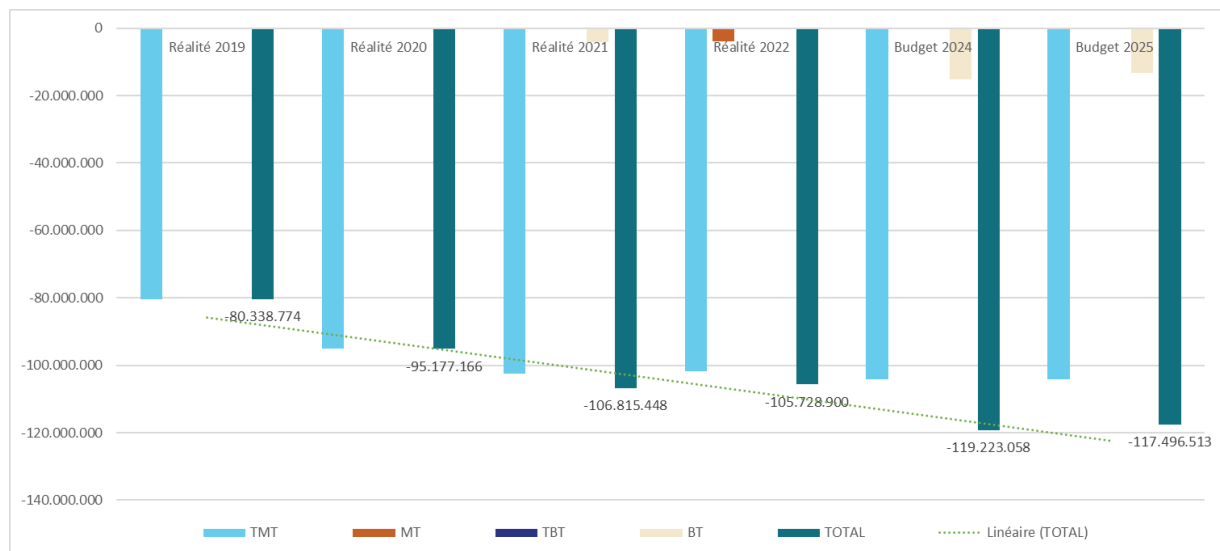
distribution sur la base de la production des installations mises en service chaque mois de l'année 2023 et de la production totale si toutes les unités avaient été mise en service au premier janvier ;

- 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. Volumes d'injection

Sur la base de la proposition des tarifs périodiques de distribution d'électricité 2025, le graphique suivant montre l'évolution des volumes d'injection entre les réalités 2019 et 2022 et le budgets 2024-2025 par niveau de tension.

GRAPHIQUE 6 ÉVOLUTION DES VOLUMES D'INJECTIONS SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION



Les volumes, puissances permanentes et nombre d'EAN prévisionnels d'injection de l'année 2025 ont été repris de la dernière proposition tarifaire 2024 incorporant Couvin.

Pour la détermination des volumes d'injection des productions locales, le gestionnaire de réseau de distribution AIESH a pris les hypothèses suivantes :

- 1° **Pour le niveau de tension T-MT** : Les volumes budgétés sont déterminés au départ des volumes 2024 budgétés (incluant la partie du territoire de la Ville de Couvin (sections de

commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny)). Ces volumes proviennent des trois centres éoliens raccordés au réseau de l'AIESH.

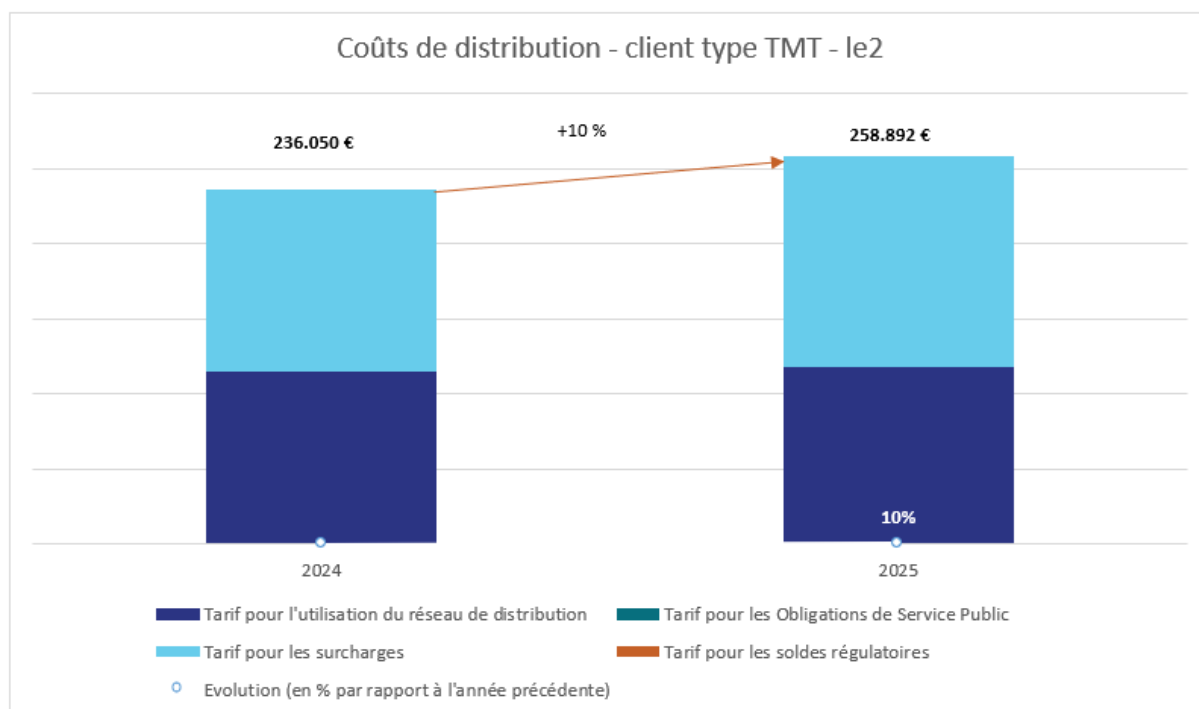
- 2° **Pour le niveau de tension MT** : Pas de volume d'injection.
- 3° **Pour le niveau de tension T-BT** : Pas de volume d'injection.
- 4° **Pour le niveau de tension BT** : Les volumes budgétés sont déterminés au départ des volumes 2024 budgétés (incluant la partie du territoire de la Ville de Couvin (sections de commune de Boussu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny)).

5.2.3. Évolution des tarifs périodiques de prélèvement par client-type

Sur la base des grilles tarifaires et des simulations tarifaires reprises dans la proposition de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2025 de l'AIESH, 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

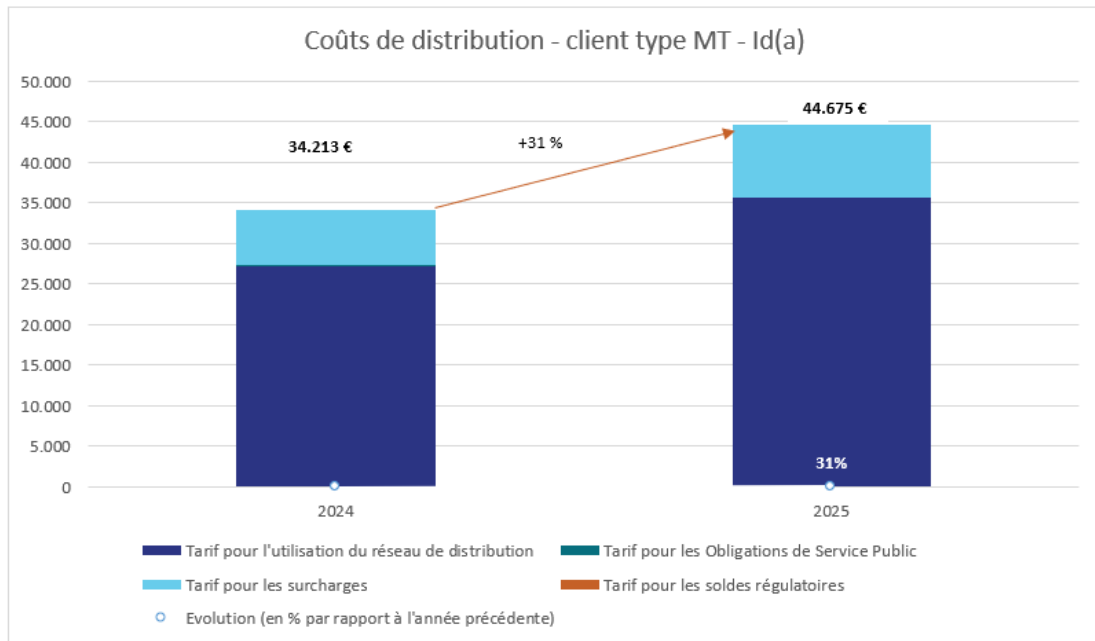
GRAPHIQUE 7 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT TYPE T-MT (50 GWH – 8,3 MW)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2025 et 2024 pour le client-type T-MT s'élève à 22.842 €, soit +10 %.

5.2.3.2. Constats - niveau de tension MT

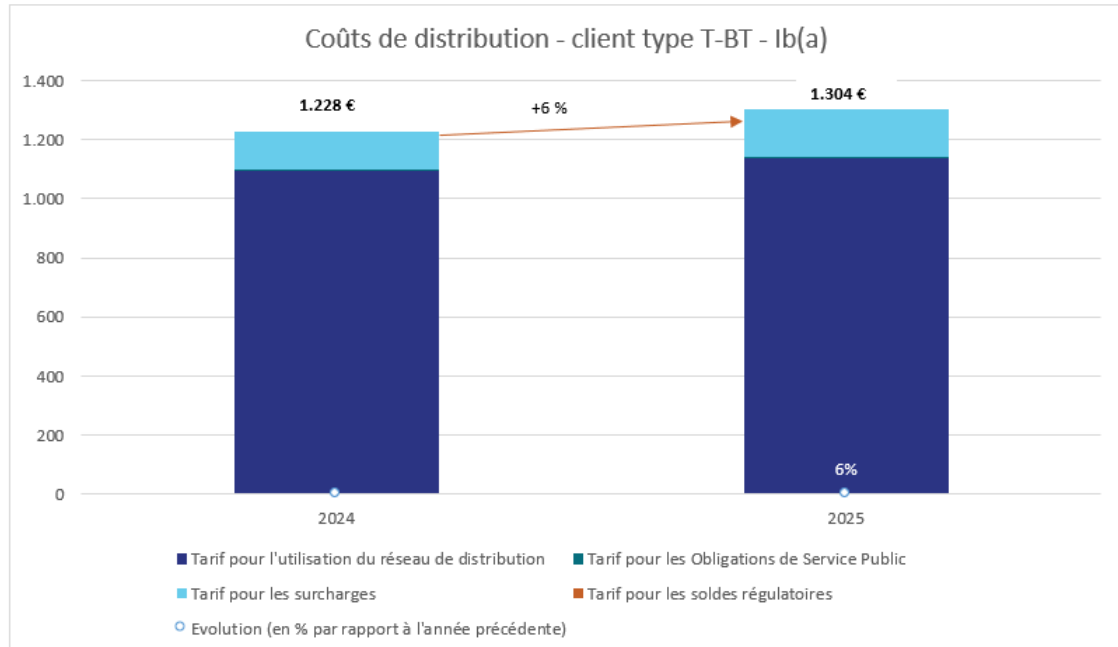
GRAPHIQUE 8 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE MT (2 GWH – 333 KW)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2025 et 2024 pour le client-type MT s'élève à 10.462 €, soit +31 %.

5.2.3.3. Constats - niveau de tension T-BT

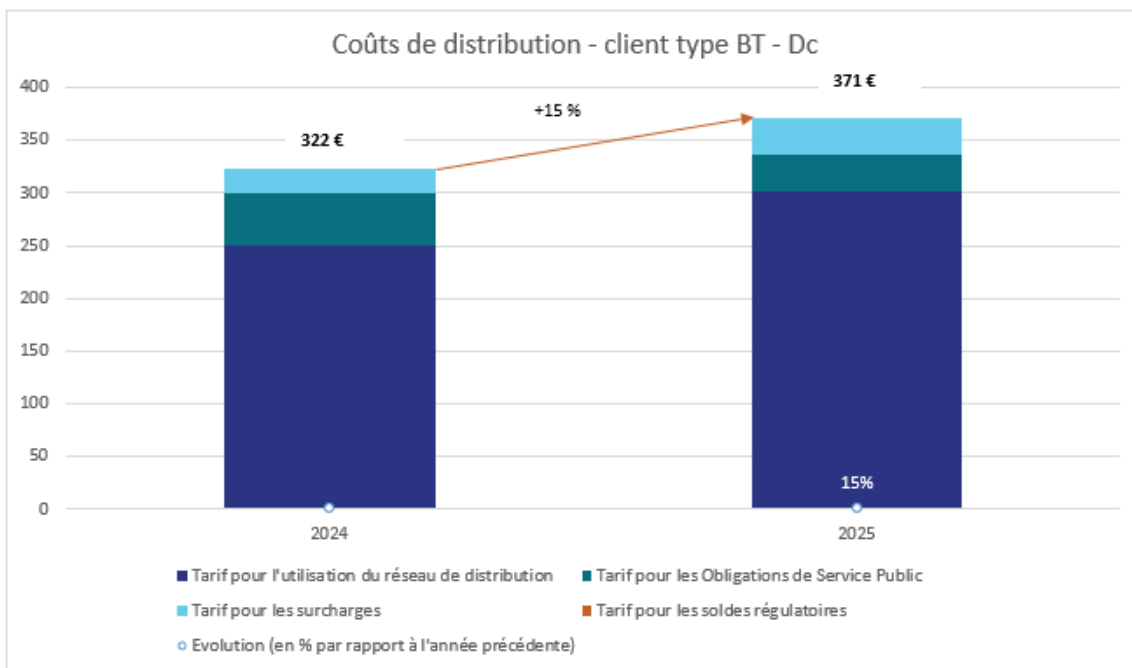
GRAPHIQUE 9 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE T-BT (30.000 KWH – 5,3 KW)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2025 et 2024 pour le client-type T-BT s'élève à 76 €, soit +6 %.

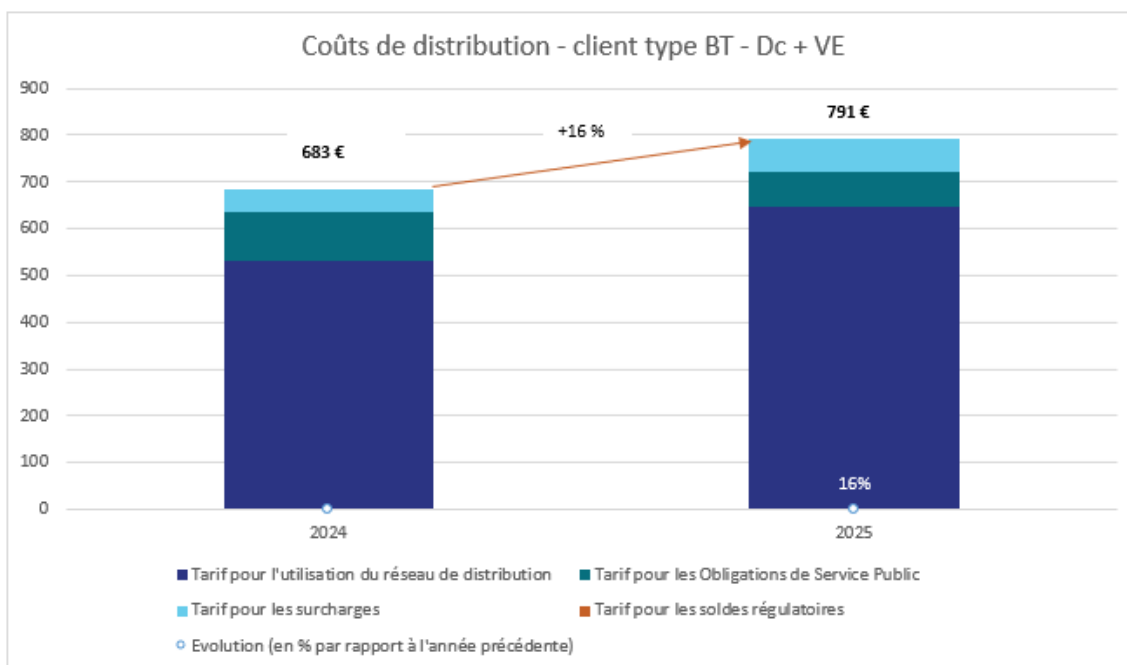
5.2.3.4. Constats - niveau de tension BT

GRAPHIQUE 10 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE BT (1.600 KWH HP – 1.900 KWH HC)



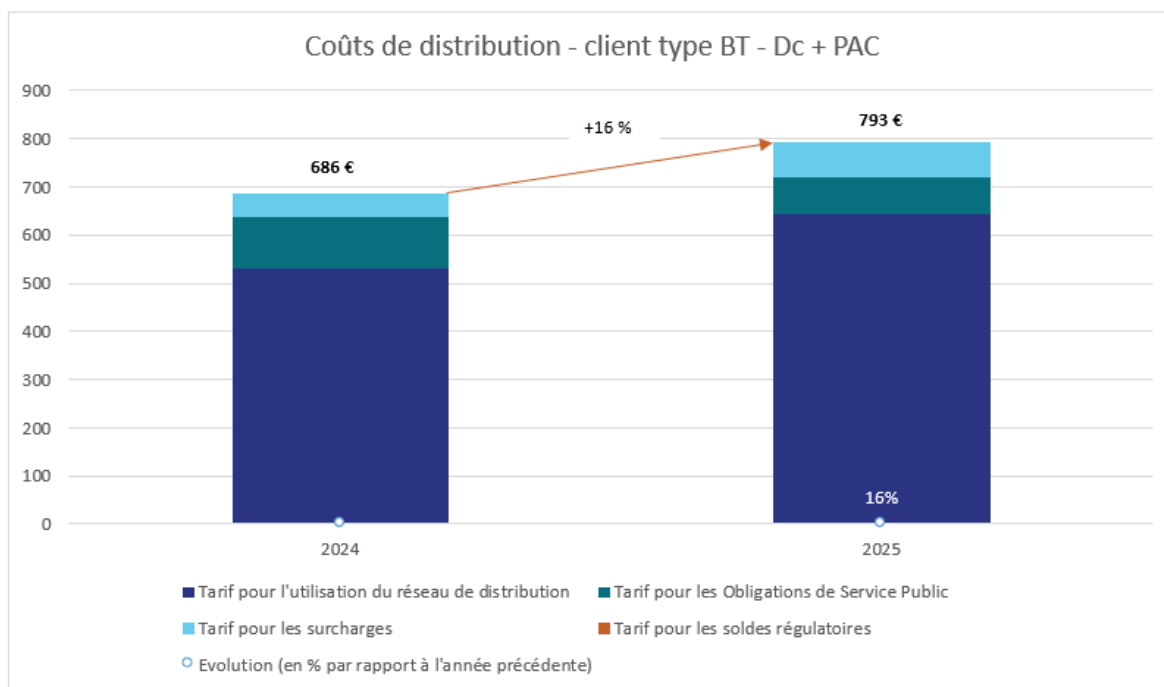
L'augmentation des coûts de distribution entre 2025 et 2024 pour le client-type T-BT s'élève à 48 €, soit +15 %.

GRAPHIQUE 11 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)



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 108 € soit +16 %.

GRAPHIQUE 12 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2019 A 2025 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE À CHALEUR (3718 KWH HP + 3784 KWH HC)



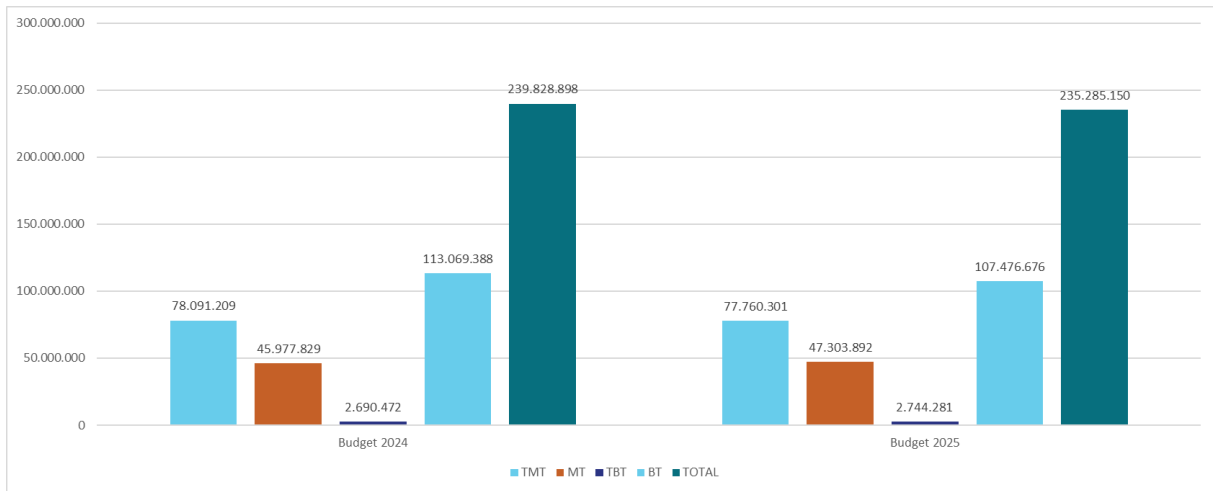
L'augmentation des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client –type BT disposant d'une pompe à chaleur s'élève à 107 € soit +16 %.

5.2.3.5. Explications des évolutions constatées entre 2024 et 2025

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

- **L'évolution du revenu autorisé :**
Comme indiqué au point 4.4, le revenu autorisé est en augmentation de 14 % par rapport au revenu autorisé budgété pour 2024.
- **L'évolution des volumes et des puissances de prélèvement :**
Par rapport aux volumes budgétés en 2024, nous constatons les évolutions suivantes (pour rappel, la détermination des volumes 2025 est détaillée dans le point 5.2.2.1 ci-dessus) :
 - **Niveau T-MT** : stable entre le budget 2024 et le budget 2025 ;
 - **Niveau MT** : augmentation de 3 % des volumes budgétés ;
 - **Niveau T-BT** : augmentation de 2 % des volumes budgétés ;
 - **Niveau BT** : diminution de 5 %.

GRAPHIQUE 13 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT (HORS TRANSIT ET PERTES EN RÉSEAU) B2024 – B2025

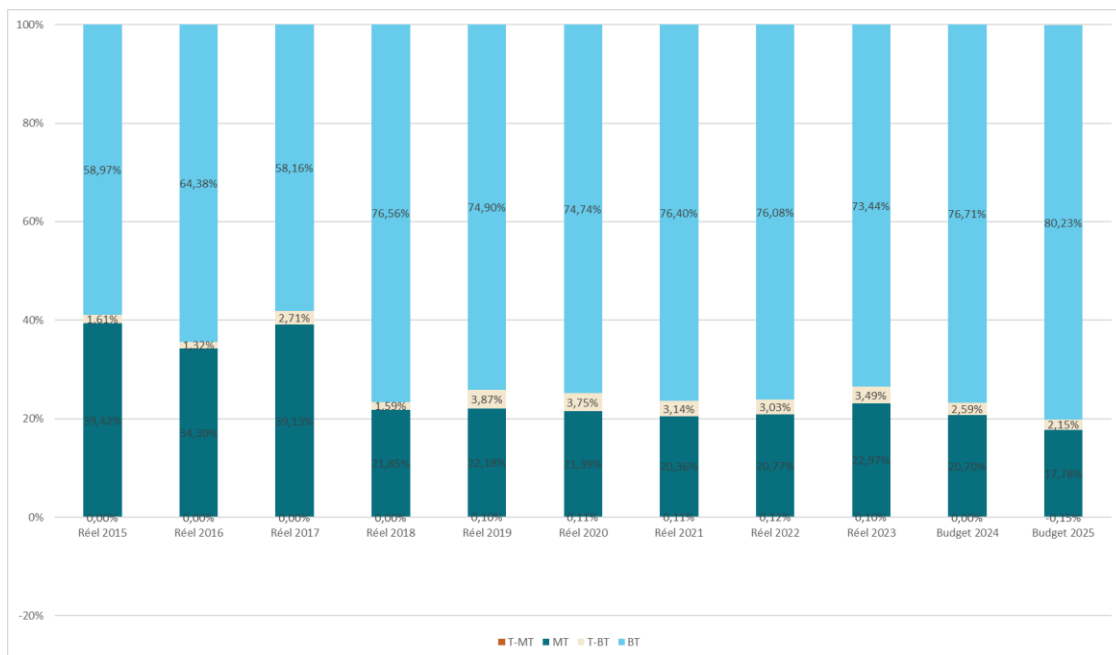


- La répartition du revenu autorisé par niveau de tension :

Comme indiqué au point 5.1.4, la répartition du revenu autorisé sur les différentes catégories d'utilisateurs du réseau s'inscrit majoritairement dans la continuité de ce qui a été fait lors des périodes tarifaires précédentes.

Toutefois, nous constatons une hausse du poids pour le niveau MT et à l'inverse, une diminution du poids des niveau T-MT et BT. Ces évolutions s'expliquent notamment par la reprise du réseau de la Ville de Couvin (sections de commune de Bousu-en-Fagnes, Couvin, Frasnes-lez-Couvin, Mariembourg et Petigny) impliquant notamment la hausse des volumes budgétés sur le niveau MT qui a pour conséquence une augmentation du poids supporté par ce niveau de tension (la clé volume et la clé puissance étant plus importantes).

GRAPHIQUE 14 ÉVOLUTION DE LA RÉPARTITION DU REVENU AUTORISÉ PAR NIVEAU DE TENSION

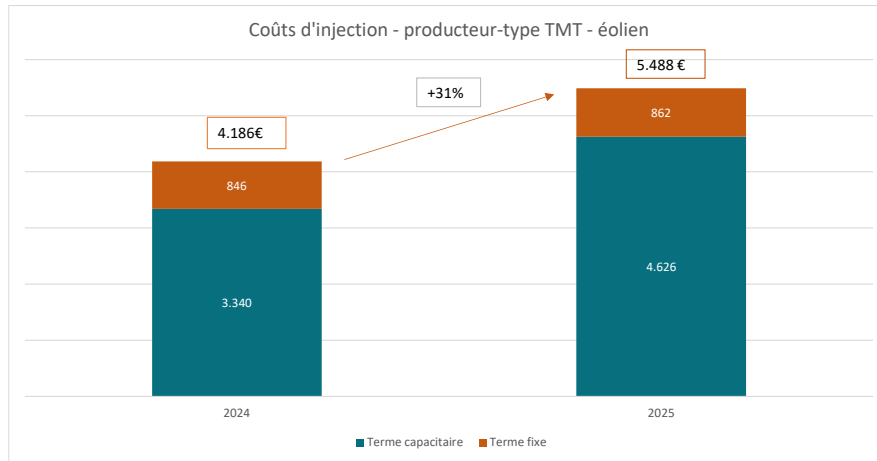


5.2.4. Évolution des tarifs périodiques d'injection par client-type

Sur la base des grilles tarifaires de la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2025 de l'AIESH 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.

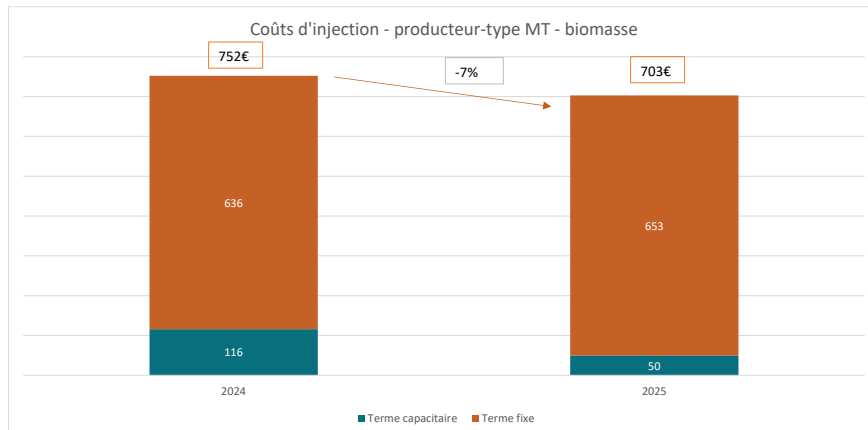
5.2.4.1. Constats - niveau de tension T-MT

GRAPHIQUE 15 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TMT ÉOLIEN (22 GWH – 10 MW – 2.200H – 0 % AUTOCONSOMMATION)



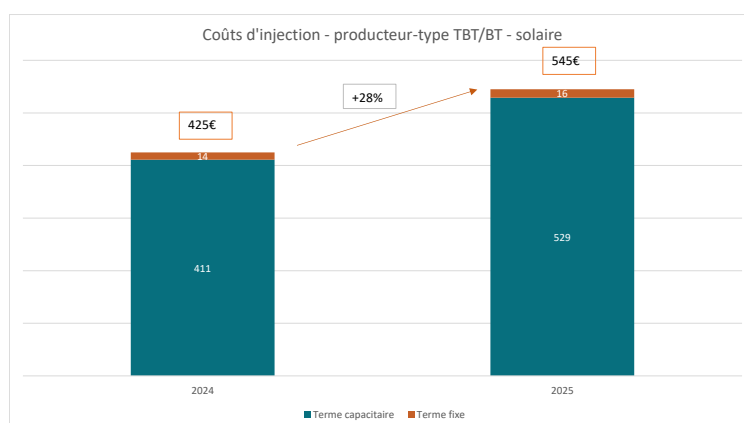
5.2.4.2. Constats - niveau de tension MT

GRAPHIQUE 16 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 17 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 en a.

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 termes fixes prélèvement 2024 par niveau de tension ;

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 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 (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 l'AIESH adoptée par la CWaPE le 28 mars 2024 référencée CD-24c28-CWaPE-0888 ;

Vu la proposition de tarifs périodiques 2025 déposée par l'AIESH auprès de la CWaPE le 17 juin 2024 ;

Vu que l'AIESH ne demande pas d'affectation des soldes régulatoires électricité 2020 ;

Vu que l'AIESH ne demande pas d'affectation des soldes régulatoires électricité 2021 ;

Vu que l'AIESH ne demande pas d'affectation des soldes régulatoires électricité 2022 ;

Vu les informations complémentaires transmises par l'AIESH le 24 septembre 2024 ;

Vu la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2025 déposée par l'AIESH auprès de la CWaPE le 24 septembre 2024 ;

Vu les réunions téléphoniques organisées en date du 19 et 21 novembre 2024 pour discuter de questions complémentaires relatives à la proposition adaptée de tarifs périodiques électricité 2025.

Vu la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2025 déposée par l'AIESH auprès de la CWaPE le 21 novembre 2024 ;

Vu le courriel envoyé en date du 22 novembre 2024 pour discuter du terme capacitaire et de la répartition des pointes mensuelles et annuelles telle que requise par l'article 80 de la méthodologie tarifaire.

Vu l'analyse et le contrôle effectués par la CWaPE dont un résumé est repris aux points 4 et 5.1 de la présente décision ;

Vu la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2025 déposée par l'AIESH auprès de la CWaPE le 22 novembre 2024 ;

Considérant qu'il ressort de l'analyse de la CWaPE, que la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2025 de l'AIESH 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 la période réglementaire 2025-2029 ;

La CWaPE décide :

- **De ne pas affecter de solde réglementaire (2020, 2021 et 2022) ni d'acompte pour solde réglementaire 2023 aux tarifs de distribution d'électricité de l'année 2025 ;**
- **D'approuver la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité pour l'année 2025 de l'AIESH déposée le 22 novembre 2024 ;**

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

Les tarifs périodiques de distribution dûment approuvés de l'année 2025 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 l'AIESH applicables du 01.01.2025 au 31.12.2025
- **Annexe II** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité de l'AIESH applicables du 01.01.2025 au 31.12.2025

Tarifs périodiques de distribution d'électricité

- Injection -

AIESH

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 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 |

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 ;

| Tarifs périodiques de distribution d'électricité | | - Prélèvement - | | | | AIESH | | | |
|---|-----------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--|---|
| Période de validité : du 01.01.2025 au 31.12.2025 | | | | | | | | | |
| | Code EDEL | 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 Uniquement les raccordements > 56 kVA | Sans facturation du terme capacitaire 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 | | | | | | | | | |
| Pointe annuelle | EUR/kWh | E210 | 0,2007358 | 1,5524181 | 2,3166215 | 3,4242340 | | | |
| Pointe mensuelle | EUR/kWh | E210 | 0,4014716 | 3,1048362 | 4,6332429 | 6,8484680 | | | |
| B. Terme prosumer | | | | | | | | | |
| Tarif prosumer | EUR/kWh | E260 | | | | | | 82,1548014 | |
| | EUR/kWh | E270 | 418,16 | 700,29 | 646,80 | | | 17,18 | |
| C. Terme fixe | | | | | | | | | |
| D. Terme proportionnel | | | | | | | | | |
| Heures normales | EUR/kWh | E210 | | | | | | 0,0869601 | 0,1010212 |
| Heures pleines | EUR/kWh | E210 | 0,0112648 | 0,0000000 | 0,0081426 | 0,0246497 | 0,0119670 | 0,0052024 | 0,1142817 |
| Heures creuses | EUR/kWh | E210 | 0,0009363 | 0,0000000 | 0,0009619 | 0,0011689 | 0,0100984 | 0,0602054 | 0,0034819 |
| Exclusif de nuit | EUR/kWh | E210 | | | | | | 0,0869601 | 0,0254819 |
| II. Tarif pour les Obligations de Service Public | | | | | | | | | |
| | EUR/kWh | E215 | 0,0000000 | 0,0000645 | 0,0001766 | | | 0,0100965 | |
| III. Tarif pour les surcharges | | | | | | | | | |
| Réduction de voltage | EUR/kWh | E801 | 0,0027158 | 0,0027081 | 0,0027081 | | | 0,0027606 | |
| Impôt sur les sociétés | EUR/kWh | E850 | 0,0001036 | 0,0017708 | 0,0027143 | | | 0,0006691 | |
| Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux | EUR/kWh | E850 | 0,0000000 | 0,0000001 | 0,0000001 | | | 0,0000004 | |
| IV. Tarif pour les soldes régulateurs | | | | | | | | | |
| | EUR/kWh | E410 | 0,0000000 | 0,0000000 | 0,0000000 | | | 0,0000000 | |

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

- 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. À 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 litées 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.
- Aucun facteur de dégressivité n'est appliqué

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

- Le tarif prosumer s'applique prorata temporis ;
- 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 prorata temporis ;

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).

Plage du compteur bi-horaire :

Du lundi au vendredi Heures pleines : de 07h00 à 22h00
 Heures creuses : de 22h00 à 07h00
 Pendant le WE : Heures creuses : du vendredi 22h00 au lundi 07h00

- 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.

- Les heures associées au tarif Exclusif de nuit sont les suivantes :

Compteur exclusif nuit :

Tous les jours de 22h10 à 07h00

Relance de 2h09' durant les après-midi :

Groupe A16DC09 relance de 12h21 à 14h30

Groupe A16DC08 relance de 13h21 à 15h30

Groupe A16DC10 relance de 14h21 à 16h30

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

- Les heures associées aux tarifs heures creuses et heures pleines.

Compteur bi-horaire :

Tous les jours Heures pleines : de 07h00 à 22h00

Heures creuses : de 22h00 à 07h00

II. Tarif pour les obligations de service public

Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les obligations de service public est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.

III. Tarif pour les surcharges

Dans le cas d'un raccordement dédié à une installation de stockage d'électricité, le tarif pour les surcharges est fonction de l'énergie active nette prélevée pendant une période de douze mois.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs