

*Date du document : 02/12/2024*

## DÉCISION

CD-24I02-CWaPE-1007

### **PROPOSITION DE TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ 2025 DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION REW**

*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<sup>er</sup>, 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 LÉGALE.....	4
2.	HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE.....	5
3.	RÉSERVES.....	6
3.1.	<i>Réserve d'ordre général</i> .....	6
4.	PROPOSITION DE REVENU AUTORISÉ 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.	<i>Récapitulatif des soldes régulatoires non affectés</i> .....	8
4.2.2.	<i>Soldes régulatoires 2022 et 2023 dans le revenu autorisé 2025</i> .....	8
4.2.3.	<i>Proposition d'affectation des soldes régulatoires non affectés dans le revenu autorisé 2025</i> .....	9
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.	<i>Les charges nettes contrôlables</i> .....	12
4.4.2.	<i>Les charges nettes non-contrôlables</i> .....	12
4.4.3.	<i>Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants</i> .....	15
4.4.4.	<i>La marge équitable</i> .....	15
4.4.5.	<i>La quote-part des soldes régulatoires</i> .....	16
5.	PROPOSITION DE TARIFS PÉRIODIQUES ÉLECTRICITÉ 2025 .....	17
5.1.	<i>Contrôles effectués</i> .....	17
5.1.1.	<i>Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé 2025</i> .....	18
5.1.2.	<i>Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement</i> .....	19
5.1.3.	<i>Les tarifs périodiques de distribution – injection</i> .....	22
5.1.4.	<i>Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution 2025</i> .....	23
5.2.	<i>Évolution des tarifs périodiques de prélèvement</i> .....	24
5.2.1.	<i>Évolution des revenus autorisés</i> .....	24
5.2.2.	<i>Évolution des volumes</i> .....	24
5.2.3.	<i>Évolution des coûts de distribution par client-type</i> .....	29
5.2.4.	<i>Évolution des tarifs périodiques d'injection par client-type</i> .....	36
6.	DÉCISION .....	39
7.	VOIE DE RECOURS .....	41
8.	ANNEXES .....	42

## Index tableaux

TABLEAU 1	SYNTHÈSE DES REVENUS AUTORISÉS 2025-2029 APPROUVÉS.....	7
TABLEAU 2	SYNTHÈSE DES SOLDÉS RÉGULATOIRES AFFECTÉS .....	8
TABLEAU 3	AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE .....	9
TABLEAU 4	CALCUL DE LA MARGE ÉQUITABLE.....	16
TABLEAU 5	RÉCONCILIATION RECETTES BUDGÉTÉES ET REVENU AUTORISÉ 2025 .....	18
TABLEAU 6	CONTRÔLE DU CALCUL DU TERME PROSUMER.....	19
TABLEAU 7	RÉPARTITION DU REVENU AUTORISÉ 2025 PAR NIVEAU DE TENSION .....	23
TABLEAU 8	TENSIONS TARIFAIRES.....	35
TABLEAU 9	TERME FIXE MOYEN 2024 .....	38

## Index graphiques

Graphique 1	Comparaison du revenu autorisé budgété 2025 avant et après affectation des soldes réglementaires .....	10
Graphique 2	Évolution du revenu autorisé entre 2024 et 2025 .....	11
Graphique 3	Évolution des charges nettes non contrôlables osp entre B2024 et B2025 (€) .....	13
Graphique 4	Évolution des charges nettes non contrôlables hors OSP entre B2024 et B2025 (€) .....	14
Graphique 5	Évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes en réseau) .....	24
Graphique 6	Évolution des volumes d'injections sur le réseau de distribution .....	28
Graphique 7	Simulation des coûts de distribution en 2024 et 2025 pour un client-type MT .....	29
Graphique 8	Simulation des coûts de distribution en 2024 et 2025 pour le client-type TBT .....	30
Graphique 9	Simulation des coûts de distribution en 2024 et 2025 pour le client-type BT .....	31
Graphique 10	Simulation des coûts de distribution en 2024 et 2025 pour le client-type BT avec une borne de recharge pour véhicule électrique .....	32
Graphique 11	Simulation des coûts de distribution en 2024 et 2025 pour le client-type BT avec une pompe à chaleur .....	33
Graphique 12	Volumes budgétés de prélèvement (hors transit et pertes) B2024 – B2025 .....	34
Graphique 13	Évolution de la répartition du revenu autorisé par niveau de tension .....	35
Graphique 14	Simulations des coûts d'injection pour un producteur-type TMT éolien .....	36
Graphique 15	Simulations des coûts d'injection pour un producteur-type MT .....	37
Graphique 16	Simulations des coûts d'injection pour un producteur-type TBT/BT solaire .....	37

## 1. BASE LÉGALE

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<sup>er</sup>, 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 PROCÉDURE**

1. Le 28 mars 2024, la CWaPE a approuvé la proposition des Revenus Autorisés 2025-2029 du REW par sa décision référencée CD-24c28-CWaPE-0906.
2. En date du 14 juin 2024, et conformément à l'article 123, § 1<sup>er</sup>, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a accusé réception de la proposition de tarifs périodiques électricité 2025 du REW sous la forme du modèle de rapport et de ses annexes.
3. En date du 19 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. Le 5 septembre 2024, la CWaPE a décidé d'affecter les soldes réglementaires des exercices 2017 à 2021 à l'exercice 2025 par sa décision référencée CD-24i05-CWaPE-0963.
5. En date du 24 septembre 2024 et conformément à l'article 123, § 4, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, le REW 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.
6. Le 12 novembre 2024, la CWaPE constatait l'absence de tarif pour soldes réglementaires dans la proposition tarifaire et demandait à REW d'ajuster sa proposition pour respecter la décision du 5 septembre 2024.
7. Le 18 novembre 2024, la CWaPE recevait la proposition tarifaire adaptée. Des échanges téléphoniques s'en sont suivis.
8. Le 20 novembre 2024, la CWaPE recevait une nouvelle proposition tarifaire adaptée.
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<sup>er</sup>, 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 20 novembre 2024 par le gestionnaire de réseau de distribution REW.

### **3. RÉSERVES**

#### **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 par la décision du 28 mars 2024 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
<b>Charges nettes contrôlables</b>	<b>7 562 620</b>	<b>7 723 361</b>	<b>7 888 690</b>	<b>8 059 118</b>	<b>8 298 470</b>
autres	3 112 544	3 193 183	3 276 969	3 364 386	3 519 233
obligations de service public	907 323	923 655	940 281	957 206	974 435
immobilisations	3 542 753	3 606 523	3 671 440	3 737 526	3 804 801
<b>Charges et produits non-contrôlables</b>	<b>1 926 055</b>	<b>1 883 441</b>	<b>1 866 802</b>	<b>1 865 413</b>	<b>1 865 785</b>
hors OSP	1 903 169	1 862 022	1 845 601	1 843 690	1 843 612
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues	-2 886	-2 938	-2 990	-3 044	-3 099
Charges des pertes en réseau électrique	625 743	589 585	576 853	576 853	576 853
Charges de réconciliation	0	0	0	0	0
Redevance de voirie	414 821	422 288	429 889	437 627	445 504
Charge fiscale (impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable)	819 624	806 393	794 316	783 866	775 094
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes	45 867	46 693	47 533	48 389	49 260
Cotisations de responsabilisation	0	0	0	0	0
Charges de pension non-capitalisées	0	0	0	0	0
OSP	22 885	21 419	21 201	21 722	22 173
Charges d'achat pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	107 412	107 125	110 604	116 396	122 188
Charges de distribution pour l'alimentation de clientèle propre	91 639	98 745	106 077	113 642	121 444
Charges de transport pour l'alimentation de clientèle propre	30 229	32 574	34 992	37 488	40 061
Produits de la fourniture et de la compensation du tarif social	-218 662	-230 009	-244 174	-260 223	-276 657
Charges d'achat des certificats verts	12 267	12 984	13 702	14 419	15 137
Charges de réconciliation	0	0	0	0	0
<b>Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants</b>	<b>140 657</b>	<b>143 189</b>	<b>145 766</b>	<b>148 390</b>	<b>151 061</b>
Charges nettes fixes	11 313	-36 169	-74 427	-49 453	-62 528
Charges nettes variables	129 343	179 358	220 193	197 843	213 589
<b>Marge équitable</b>	<b>2 546 867</b>	<b>2 490 645</b>	<b>2 437 477</b>	<b>2 388 776</b>	<b>2 344 887</b>
sur RAB hors PV de réévaluation	2 186 760	2 176 632	2 167 315	2 160 227	2 155 709
sur plus-value de réévaluation	360 107	314 014	270 161	228 549	189 177
Sur OSP	0	0	0	0	0
Quote-part des soldes réglementaires approuvés et affectés	0	0	0	0	0
Soldes réglementaires déjà affectés	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>12 176 198</b>	<b>12 240 636</b>	<b>12 338 734</b>	<b>12 461 696</b>	<b>12 660 202</b>

Source : Annexe 2 RA v4 ; TAB7

Le revenu autorisé approuvé de l'année 2025 s'élève à 12 176 198 euros.

Ce revenu autorisé 2025 n'inclut aucun solde régulateur.

## 4.2. Proposition d'affectation des soldes régulateurs

### 4.2.1. Récapitulatif des soldes régulateurs non affectés

Les soldes régulateurs restant à affecter pour le REW constituent une créance tarifaire telle que détaillée dans le tableau suivant :

TABLEAU 2 SYNTHÈSE DES SOLDES RÉGULATOIRES AFFECTÉS

	Affecté dans les exercices				Référence décisions
	2022	2023	2024	2025	
Solde 2017	0,00	0,00	0,00	-121 237,49	CD-24i05-CWaPE-0963 & CD-20i29-CWaPE-0444
Solde 2018	0,00	0,00	0,00	-333 637,59	CD-24i05-CWaPE-0963 & CD-20i29-CWaPE-0445
Solde 2019	0,00	0,00	0,00	104 520,05	CD-24i05-CWaPE-0963 & CD-24i05-CWaPE-0960
Solde 2020	0,00	0,00	0,00	-29 750,36	CD-24i05-CWaPE-0963 & CD-24i05-CWaPE-0961
Solde 2021	0,00	0,00	0,00	307 561,05	CD-24i05-CWaPE-0963 & CD-24i05-CWaPE-0962
Révision compteurs communicants	0,00	559 843,73	366 016,02	0,00	CD-23j17-CWaPE-0810 (CD-23b13-CWaPE-0733) & CD-21k25-CWaPE-0597
Révision RA 2022	0,00	401 845,21	0,00	0,00	CD-22i15-CWaPE-0718
Révision RA 2023	0,00	646 585,56	0,00	0,00	CD-22i15-CWaPE-0715
<b>TOTAL</b>	<b>0,00</b>	<b>1 608 274,50</b>	<b>366 016,02</b>	<b>72 544,33</b>	
<b>Soldes restant à affecter</b>					
Solde 2022*	807 169,55	Solde rapporté en cours de contrôle. Voir en particulier les révisions pour compteurs communicants et de revenu autorisé 2022.			
Solde 2023*	985 672,09	Solde rapporté en cours de contrôle. Voir en particulier la révision pour compteurs communicants et sa réaffectation, ainsi que la révision du revenu autorisé 2023.			
<b>TOTAL</b>	<b>1 720 297,29</b>				

Source : Décision-Soldes

### 4.2.2. Soldes régulateurs 2022 et 2023 dans le revenu autorisé 2025

Les soldes régulateurs des exercices 2022 et 2023 rapportés par le REW s'élèvent à respectivement -807 170 EUR et -985 672 EUR, constituent un actif régulateur et se cumulent. Ce solde régulateur cumulé important provient principalement des coûts d'achat d'électricité et de la diminution des volumes de prélèvement. Toutefois, les contrôles se poursuivent et pourraient rectifier ces montants à la baisse.



De plus, le REW devrait comptabiliser un actif régulateur du même ordre, sous réserve du contrôle en cours, à la suite de la révision des coûts liés au déploiement des compteurs communicants de l'année 2025. Il pourra être affecté au plus tôt dans les tarifs 2026.

Enfin, le REW craint également de comptabiliser de nouveaux soldes régulatoires importants en 2024 car les volumes de prélèvement du 1<sup>er</sup> semestre 2024 restent baissiers et les coûts d'achat d'électricité élevés.

Ces facteurs laissent penser que les soldes régulatoires à affecter dans les tarifs de distribution des années 2026 et suivantes pourraient être conséquents. Or les simulations d'impact sur 2025 pour la basse tension de la proposition montrent une légère baisse, avant une fort probable remontée les années suivantes. Aussi, pour lisser l'impact de l'affectation des soldes régulatoires sur les tarifs de distribution, le REW et la CWaPE ont convenu, à titre exceptionnel, d'affecter de façon anticipative une partie du solde régulateur 2022 et 2023 dans les tarifs de l'année 2025, avant leur approbation.

Cette affectation porte sur un montant forfaitaire de 200 000 EUR, soit 11 % du solde régulateur cumulé pour 2022 et 2023.

#### 4.2.3. Proposition d'affectation des soldes régulatoires non affectés dans le revenu autorisé 2025

La proposition formulée par le REW à travers sa proposition de tarifs périodiques 2025 est d'affecter 272 544 EUR, soit la totalité des soldes régulatoires de 2017 à 2021 ainsi que cet acompte forfaitaire sur les soldes régulatoires 2022 et 2023, **aux tarifs de distribution de l'année 2025.**

TABLEAU 3 AFFECTATION DU SOLDE RÉGULATOIRE

Soldes régulatoires		2011-2021	Révision compteurs communicants	Révision 2022	Révision 2023	2022- 2023	Affectation tarifaire
affectés à l'exercice	2022	712 486,64					712 486,64
	2023		559 843,73	401 845,21	646 585,56		0,00
	2024		366 016,02				366 016,02
	2025	72 544,33				200 000,00	272 544,33
	2026						
	2027						
	2028						
	2029						
non affectés		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 720 297,29

Source : Décision-Soldes

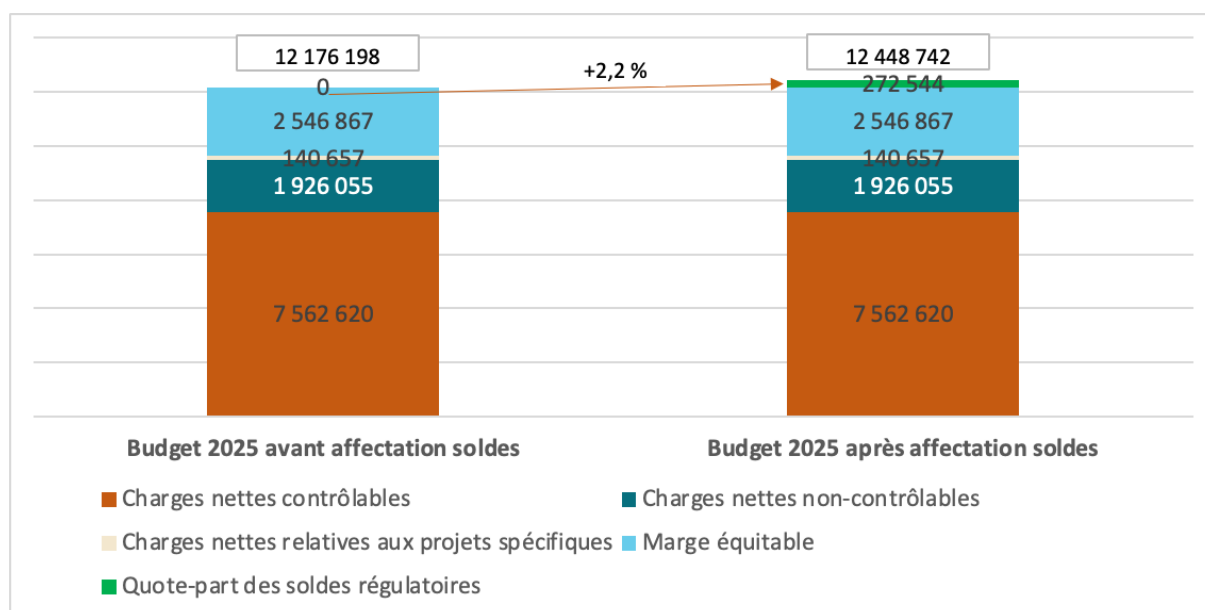
#### 4.3. Revenu autorisé adapté de l'année 2025

Le revenu autorisé de l'année 2025 approuvé s'élève à **12 176 198 EUR.**

Le REW propose d'affecter un solde régulateur qui s'élève à 272 544 EUR.

Le revenu autorisé de l'année 2025 après affectation de ces soldes régulateurs s'élève par conséquent à 12 448 742 EUR, soit une augmentation de 2,2% par rapport au revenu autorisé approuvé initialement sans solde régulateur.

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

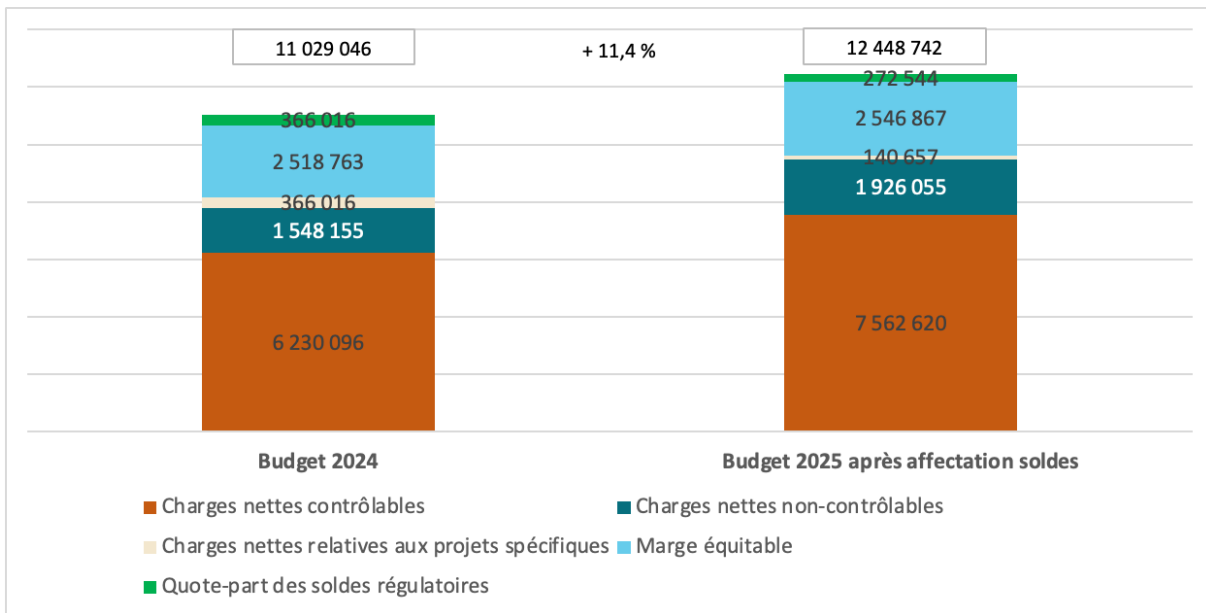


Source : Décision-RA

#### 4.4. Évolution du revenu autorisé entre 2024 et 2025

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

GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2024 ET 2025



Source : Décision-RA

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 du REW est en augmentation de 1,420 M d’EUR, soit une hausse de 11,4%.

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 pour des périodes différentes. Le revenu autorisé 2024 correspond ainsi au revenu autorisé 2023 (à l’exception du montant des soldes réglementaires) qui a été déterminé par le REW au cours de l’année 2018, adapté en 2021 et 2022, tandis que le revenu autorisé 2025 a été établi par le REW 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 (47%), des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (12%) et des charges nettes contrôlables autres<sup>1</sup> (41%).

Les charges nettes contrôlables **augmentent de 1,333 M d'EUR (soit 17,6%) entre 2024 et 2025**. Les règles de détermination des charges nettes contrôlables des années 2024 et 2025 sont fondamentalement différentes. Il faut noter que les charges nettes contrôlables de l'année 2024 ne tenaient pas compte de l'indexation des années 2022 et 2023 (9,2% en 2022 et 4,3% en 2023) tandis que les charges nettes contrôlables de l'année 2025 intègrent les effets importants de ces indexations.

#### 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 :

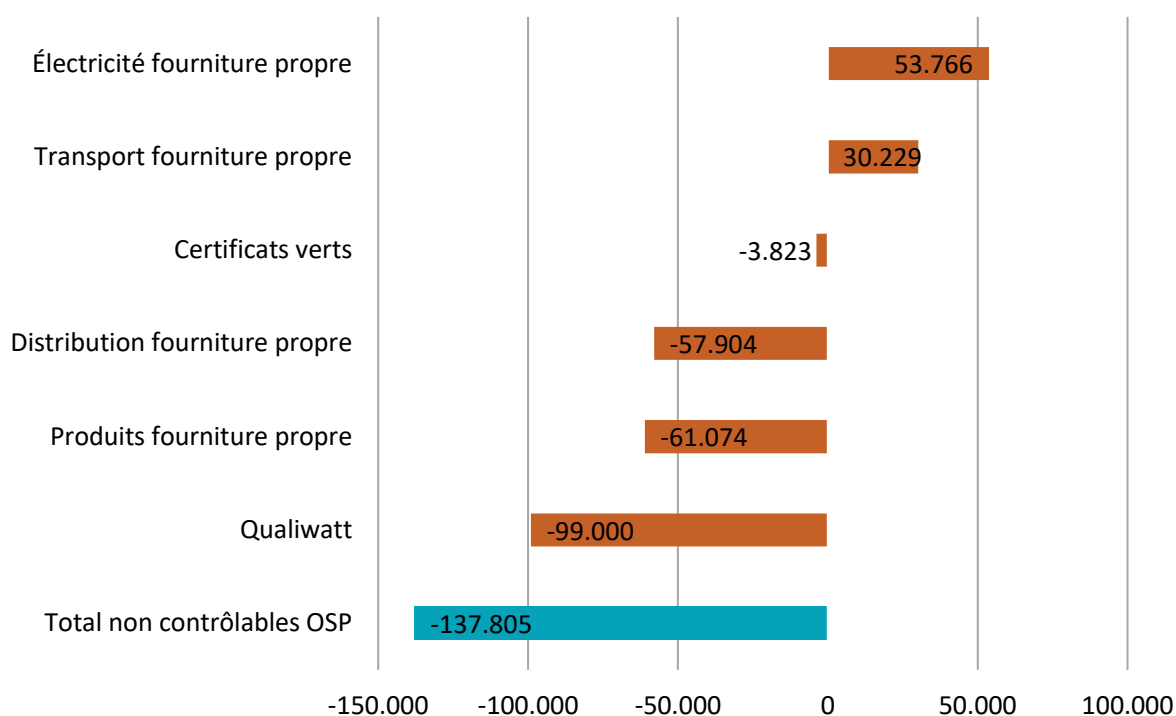
- des charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle du GRD ;
- des charges de distribution pour l'alimentation de la clientèle du GRD ;
- des charges de transport pour l'alimentation de la clientèle du GRD ;
- des charges d'achat des certificats verts pour l'alimentation de la clientèle 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 budgétées diminuent de -0,138 M d'EUR (soit -86%) entre 2024 et 2025. Cette diminution s'explique comme suit.

---

<sup>1</sup> 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.

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



Source : Graphiques – RA/K124

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

L'augmentation des produits<sup>2</sup> budgétés issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que l'augmentation du montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social, proviennent de la combinaison d'une hausse des volumes estimés et d'une hausse du prix de vente unitaire moyen :

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 « fournisseur X » : pas de volume, hypothèse justifiée par des procédures suffisamment performantes pour éviter ce cas ;
- pour les clients protégés : les volumes budgétés correspondent à une extrapolation linéaire de la tendance de 2013 à 2022.

2) Le prix unitaire moyen de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution de l'année 2025 a été établi sur la base du prix unitaire moyen estimé pour 2024 et indexé.

<sup>2</sup> Les produits sont repris avec un signe négatif.

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 exclusivement de la révision à la hausse du coût unitaire d'achat d'électricité, les volumes budgétés restant stables par rapport au budget 2024. Le prix du transport a également renchéri le coût de transport supporté.

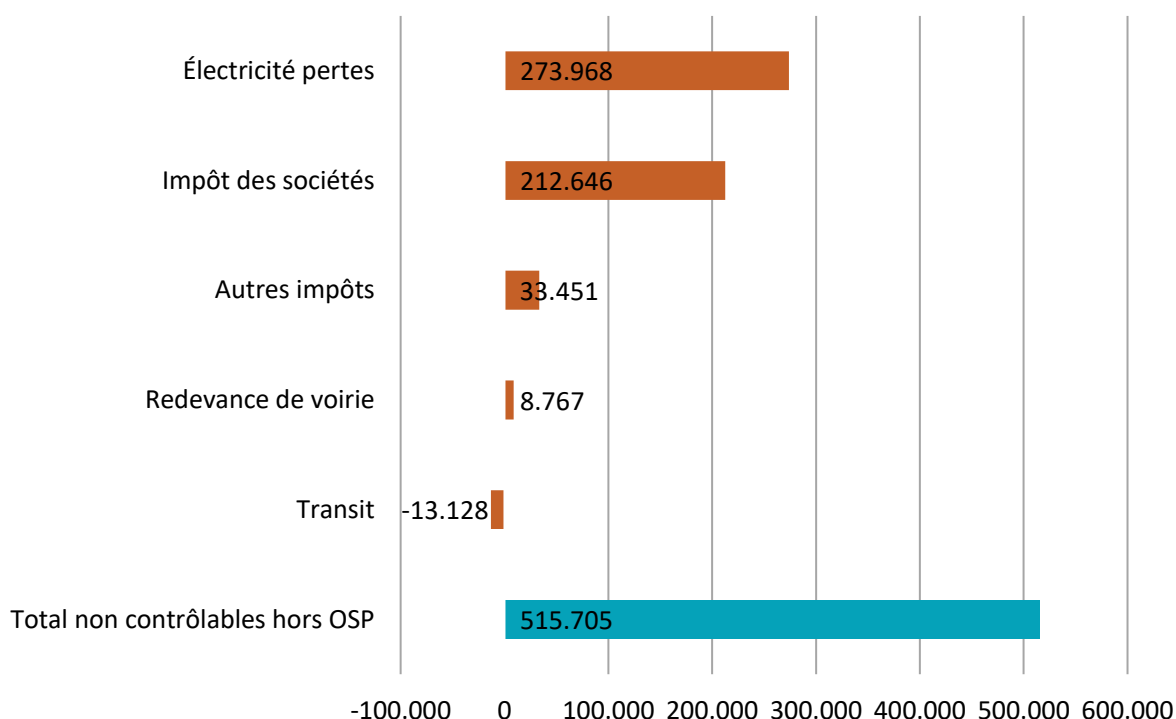
#### 4.4.2.2. Les charges nettes non-contrôlables hors OSP

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 0,516 M d'EUR (soit 37%) entre 2024 et 2025. Cette augmentation s'explique comme suit.

GRAPHIQUE 4 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON CONTRÔLABLES 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

exclusivement de la révision à la hausse du coût unitaire d'achat d'électricité, les volumes de pertes budgétés restant stables par rapport au budget 2024.

L'augmentation des impôts des sociétés provient d'une différence de prise en compte des dépenses non admises par rapport à l'exercice initial d'estimation de la charge fiscale réalisé en 2018.

L'augmentation de la redevance de voirie provient uniquement de son indexation.

#### **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 compteurs à budget, des coûts IT et des coûts de communication des compteurs communicants.

**Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants diminuent de 2 M d'EUR (soit 16%) 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 CALCUL DE LA MARGE ÉQUITABLE

	Budget 2024	Budget 2025
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors PV réévaluation	4,053%	4,027%
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la PV de réévaluation		4,027%
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	64 017 785	63 501 880
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	63 501 880	62 987 650
Valeur moyenne des actifs régulés	63 759 832	63 244 765
Valeur de la PV de réévaluation au 01/01/N	9 359 609	9 081 414
Valeur de la PV de réévaluation au 31/12/N	9 081 414	8 803 220
Valeur moyenne de la PV réévaluation	9 220 512	8 942 317
Marge équitable applicable sur la RAB hors PV de réévaluation		2 186 760
Marge équitable applicable sur la PV de réévaluation		360 107
Marge équitable totale	2 518 763	2 546 867

Source : Décision -RA IA52

La marge équitable totale s'élève à 2,519 millions d'euros en 2024 et à 2,547 millions d'euros en 2025 **soit une augmentation de 28 000 EUR (soit 1%) entre 2024 et 2025.**

La valeur des actifs régulés du GRD évolue en fonction notamment des investissements<sup>3</sup>, des désinvestissements et des charges d'amortissement.

#### 4.4.5. La quote-part des soldes régulateurs

Le revenu autorisé 2024 incluait un montant de soldes régulateurs de 366 016 EUR et le revenu autorisé 2025 adapté inclut un montant de 273 544 EUR, ce qui constitue une diminution de -34%.

<sup>3</sup> 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 PÉRIODIQUES ÉLECTRICITÉ 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 du REW.

Au terme de ces contrôles, la CWaPE acte le respect des règles d'établissement des tarifs périodiques de distribution 2025 par **le REW** 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 du réseau (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. 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 réfectivité 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 Wallonie.

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 du REW 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 (écart non significatif de 26 307 EUR et dû à l'absence d'imputation de charges sur l'injection).

TABLEAU 5 RÉCONCILIATION RECETTES BUDGÉTÉES ET REVENU AUTORISÉ 2025

BUDGET 2025 (en milliers d'EUR)													
Tarifs	TOTAL			MT			TBT			BT			
	Coûts	Produits	Écart	Coûts	Produits	Écart	Coûts	Produits	Écart	Coûts	Produits	Écart	
Prélèvements	I. Utilisation du réseau de distribution	9 939	9 939	0	1 682	1 682	0	913	913	0	7 344	7 344	0
	II. Obligations de Service Public	930	930	0	48	48	0	66	66	0	816	816	0
	III. Surcharges	1 280	1 280	0	279	279	0	86	86	0	916	916	0
	Redevance de voirie	415	415	0	138	138	0	42	42	0	234	234	0
	Impôts sur le revenu	820	820	0	125	125	0	39	39	0	656	656	0
	Autres impôts	46	46	0	15	15	0	5	5	0	26	26	0
	IV. Soldes régulatoires	273	273	0	24	24	0	7	7	0	241	241	0
	<b>TOTAL</b>	<b>12 422</b>	<b>12 422</b>	<b>0</b>	<b>2 032</b>	<b>2 032</b>	<b>0</b>	<b>1 073</b>	<b>1 073</b>	<b>0</b>	<b>9 317</b>	<b>9 317</b>	<b>0</b>
Injection	I. Utilisation du réseau de distribution		26	-26		15	-15		7	-7		4	-4
	<b>TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>26</b>	<b>-26</b>	<b>0</b>	<b>15</b>	<b>-15</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>-7</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>-4</b>
<b>TOTAL</b>	<b>12 422</b>	<b>12 449</b>	<b>-26</b>	<b>2 032</b>	<b>2 048</b>	<b>-15</b>	<b>1 073</b>	<b>1 080</b>	<b>-7</b>	<b>9 317</b>	<b>9 321</b>	<b>-4</b>	

Source : Annexe 6- TAB6

## 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 TMT, MT, TBT et BT de catégorie 1**, est exprimé en EUR/kW/mois et est composé à deux tiers du tarif pour la pointe du mois et à un tiers 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 distribution<sup>4</sup> et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport<sup>5</sup> 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 kW.

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

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 6 CONTRÔLE 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	0,10828
Tarif de prélèvement BT (EUR/kWh)   Transport	0,03371
Tarif attendu (EUR/kWe)	84,82
Tarif proposé (EUR/kWe)	84,82
Différence observée	0,00

Source : Annexe 6- TAB4.6

<sup>4</sup> Pour le terme proportionnel relatif au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, le tarif applicable aux « heures normales » est pris en considération.

<sup>5</sup> 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.

- 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 **TMT, MT et TBT**, 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 TMT, MT et TBT 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<sup>er</sup>, 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 TMT, MT et TBT, 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 régulatoires*

Le tarif pour les soldes régulatoires 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 régulatoires 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 Flandre 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 Wallonie.

### 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 du REW, 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 7 RÉPARTITION DU REVENU AUTORISÉ 2025 PAR NIVEAU DE TENSION

BUDGET 2025										
Intitulé	TOTAL		TMT		MT		TBT		BT	
	Milliers d'EUR	%	Milliers d'EUR	%	Milliers d'EUR	%	Milliers d'EUR	%	Milliers d'EUR	%
TOTAL Revenu Autorisé	12 449	0,2%	0	0%	2 048	16,4%	1 080	8,7%	9 321	74,9%
Recettes des tarifs d'injection	26	0,2%	0	0%	15	58,0%	7	27,6%	4	14,4%
Revenu autorisé après déduction des recettes des tarifs d'injection	12 422	99,8%	0	0%	2 032	16,4%	1 073	8,6%	9 317	75,0%
Imputé au tarif d'utilisation du réseau de distribution	9 939	79,8%	0	0%	1 682	16,9%	913	9,2%	7 344	73,9%
Imputé au tarif d'obligations de service public	930	7,5%	0	0%	48	5,1%	66	7,1%	816	87,7%
Imputé au tarif des surcharges	1 280	10,3%	0	0%	279	21,8%	86	6,7%	916	71,5%
Redevance de voirie	415	3,3%	0	0%	138	33,4%	42	10,2%	234	56,4%
Impôts sur le revenu	820	6,6%	0	0%	125	15,3%	39	4,7%	656	80,0%
Autres impôts	46	0,4%	0	0%	15	33,4%	5	10,2%	26	56,4%
Imputé au tarif des soldes régulateurs	273	2,2%	0	0%	24	8,9%	7	2,7%	241	88,4%
TOTAL imputé aux tarifs de prélèvement	12 422	99,8%	0	0%	2 032	16,4%	1 073	8,6%	9 317	75,0%

Source : Annexe 6- TAB2

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 :

1. 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.

2. 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 principalement de deux composantes majeures, à savoir l'évolution du revenu autorisé budgété et l'évolution des volumes et des puissances.

### 5.2.1. Évolution des revenus autorisés

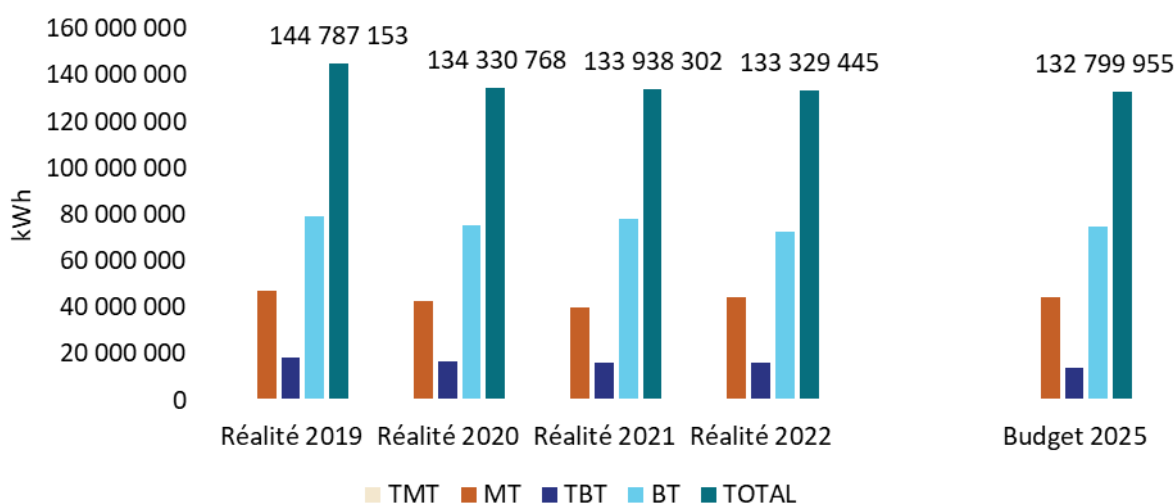
Comme indiqué au point 4.4 de la présente décision, le revenu autorisé 2025 du REW s'élève à 12,449 M d'EUR et est en augmentation de 1,420 M d'EUR, soit une hausse de 11,4%.

### 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 2022, et le budget 2025 par niveau de tension.

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



Source : Décision-Volumes



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 TMT** : Ce niveau de tension ne concerne plus aucun utilisateur.
- **Pour le niveau de tension MT** : Les gestionnaires de réseau de distribution ont constaté une certaine érosion des kilowattheures prélevés depuis quelques années. Dès lors, 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.

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

a. **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.

b. **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).

c. **Nombre de prosumers et taille de leurs installations** (la pose d'unités de production décentralisées comme les panneaux photovoltaïques) :

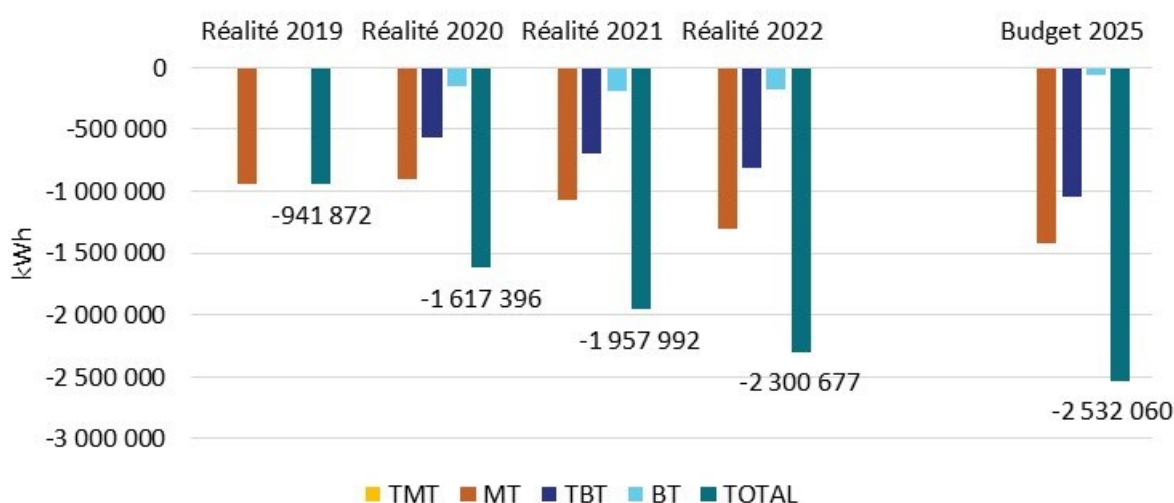
- Nouvelles unités de productions mises en service après le 31.12.2023 (et où un compteur communicant est obligatoirement installé) : Les GRD considèrent le nombre et la puissance installée des unités de productions décentralisées (PV) au 31 décembre 2023 comme point de départ. Pour prédire l'évolution de la puissance installée, ils utilisent ensuite le modèle suivant :
  - courbe de tendance basée sur les données 2016-2022, extrapolée jusqu'en 2029 (pic 2023 isolé) ;
  - évolution 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 1 000 kWh/an par kVA installé.
- Les GRD « corrigent » ensuite ces projections en tenant compte :
  - 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 ;
  - 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.
  - 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 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 2025 par niveau de tension.

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



Source : Décision-Volumes

Pour déterminer les volumes d'injection, le gestionnaire de réseau de distribution a pris, sur la base de sa connaissance de son réseau, des hypothèses de progression modeste en MT et plus forte en TBT, compensant une réduction des injections en BT.

### 5.2.3. Évolution des coûts de distribution par client-type

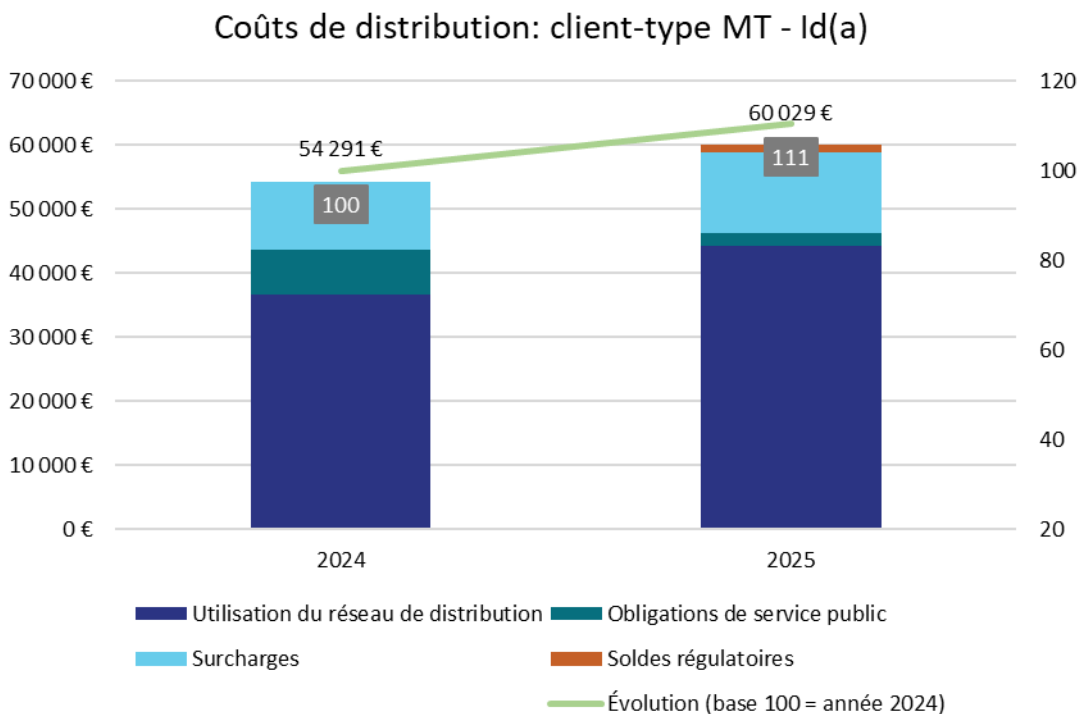
Sur la base des grilles tarifaires et des simulations tarifaires reprises dans la proposition de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2025 du REW, les graphiques suivants montrent l'évolution des coûts de distribution (prélèvement) entre 2024 et 2025 pour des clients-types de chaque niveau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

#### 5.2.3.1. Constats - niveau de tension TMT

Néant

#### 5.2.3.2. Constats - niveau de tension MT

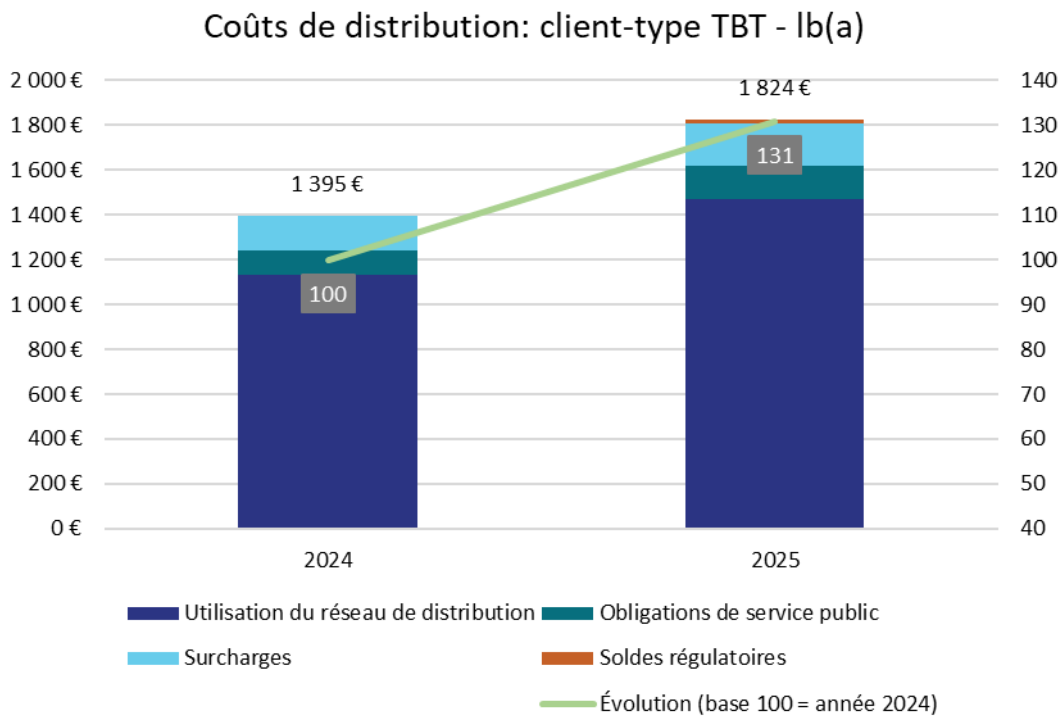
GRAPHIQUE 7 SIMULATION DES COÛTS DE DISTRIBUTION EN 2024 ET 2025 POUR UN CLIENT-TYPE MT



L'augmentation des coûts de distribution entre 2025 et 2024 pour le client-type MT (2 GWh ; 333 kW en pointe) est estimée à 5 738 EUR, soit +11%.

### 5.2.3.3. Constats - niveau de tension TBT

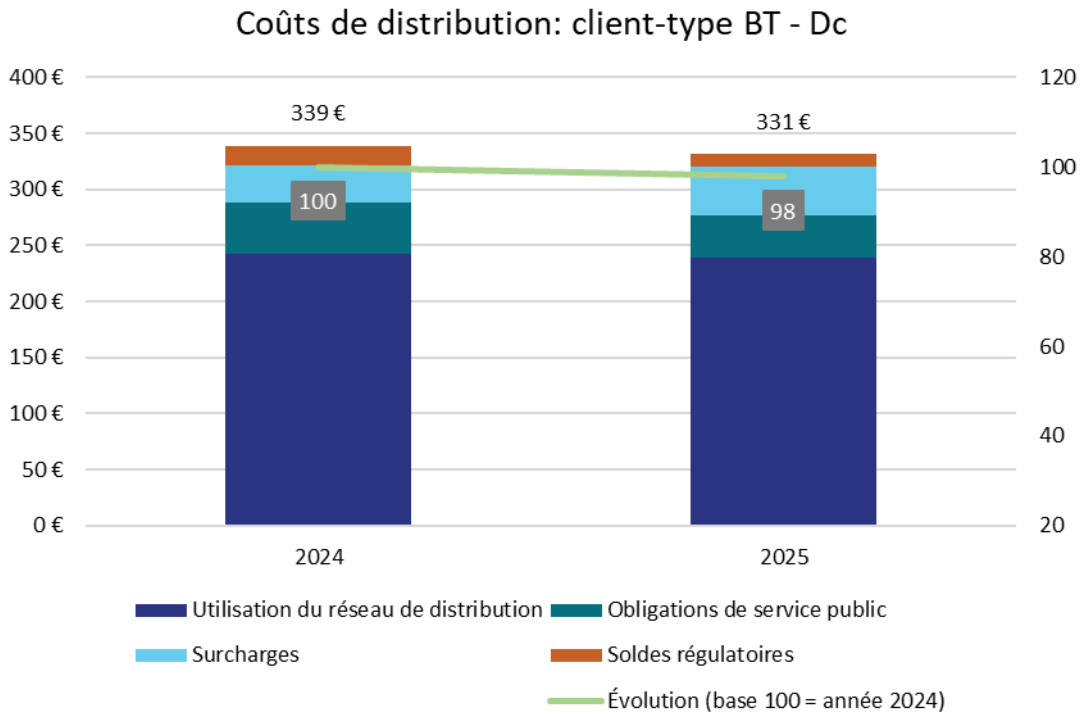
GRAPHIQUE 8 SIMULATION DES COÛTS DE DISTRIBUTION EN 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE TBT



L'augmentation des coûts de distribution entre 2025 et 2024 pour le client-type TBT (30 000 kWh ; 5,3 kW en pointe) est estimée à 430 EUR, soit +31%.

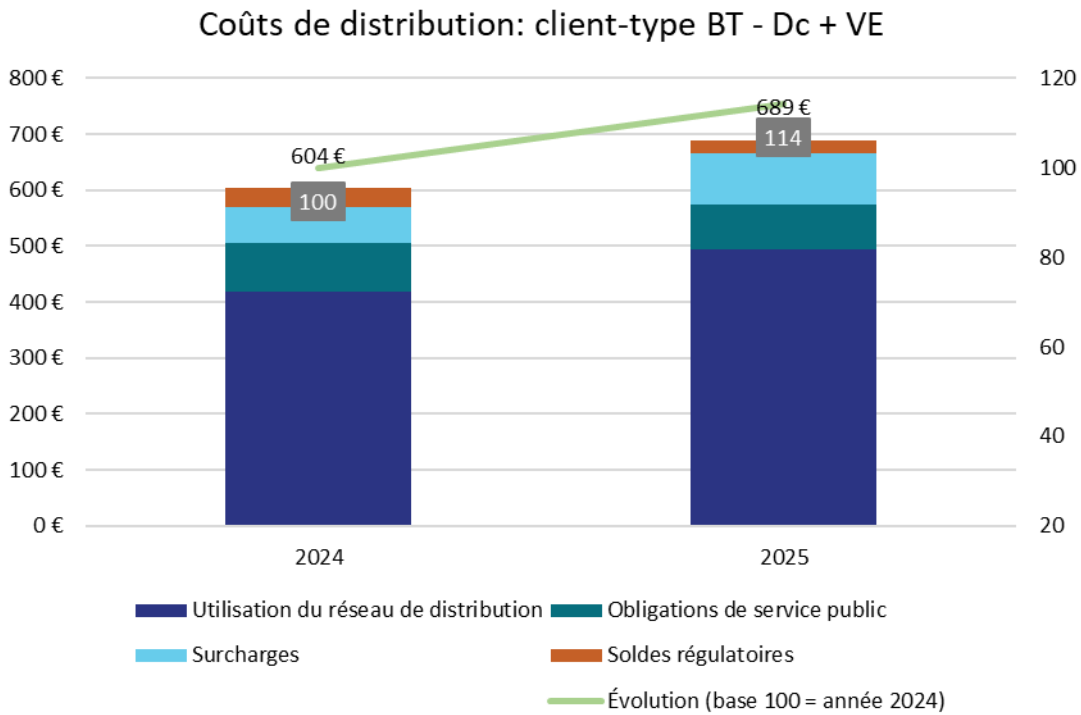
### 5.2.3.4. Constats - niveau de tension BT

GRAPHIQUE 9 SIMULATION DES COÛTS DE DISTRIBUTION EN 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE BT



La diminution des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client-type BT (1 600 kWh en heures pleines et 1 900 kWh en heures creuses) est estimée à -8 EUR, soit -2%.

GRAPHIQUE 10 SIMULATION DES COÛTS DE DISTRIBUTION EN 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE BORNE DE RECHARGE POUR VÉHICULE ÉLECTRIQUE

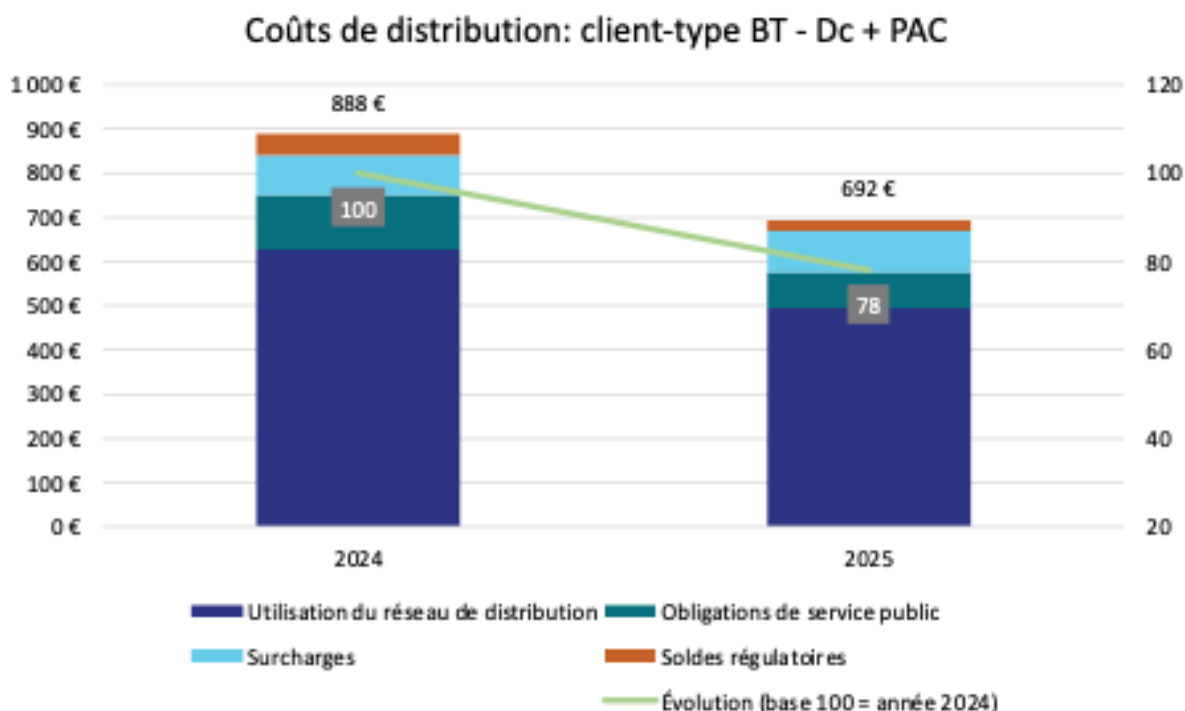


Source : Décision - -Simulations prélèvement

L'augmentation des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client-type BT équipé d'une borne de recharge pour véhicule électrique (3 841 kWh en heures pleines et 3 539 kWh en heures creuses) est estimée à 85 EUR, soit +14%.



GRAPHIQUE 11 SIMULATION DES COÛTS DE DISTRIBUTION EN 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE À CHALEUR



La diminution des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client-type BT équipé d'une pompe à chaleur (3 718 kWh en heures pleines et 3 784 kWh en heures creuses) est estimée à -196 EUR, soit -22%.

#### 5.2.3.5. Explications des évolutions constatées entre 2024 et 2025

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

##### 1. L'évolution du revenu autorisé :

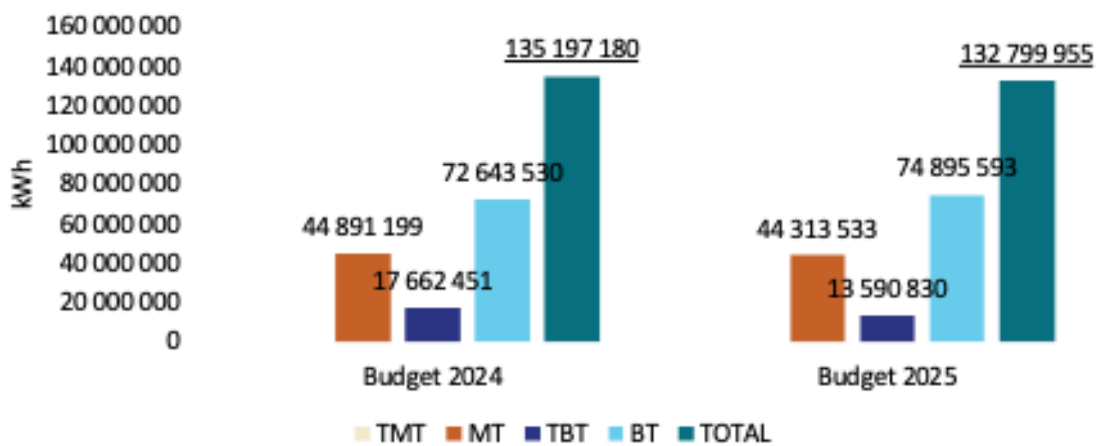
Comme indiqué au point 4.4, le revenu autorisé est en augmentation de 11 % par rapport au revenu autorisé budgété de 2024.

## 2. L'évolution des volumes et des puissances de prélèvement :

En ce qui concerne les volumes budgétés pour 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 TMT** : inchangé et restant nul ;
- **Niveau MT** : réduction de -1% des volumes budgétés ;
- **Niveau TBT** : réduction de -23% entre le budget 2024 et le budget 2025 ;
- **Niveau BT** : augmentation de +3% ;
- **Total** : diminution de -2%.

GRAPHIQUE 12 VOLUMES BUDGÉTÉS DE PRÉLÈVEMENT (HORS TRANSIT ET PERTES) B2024 – B2025



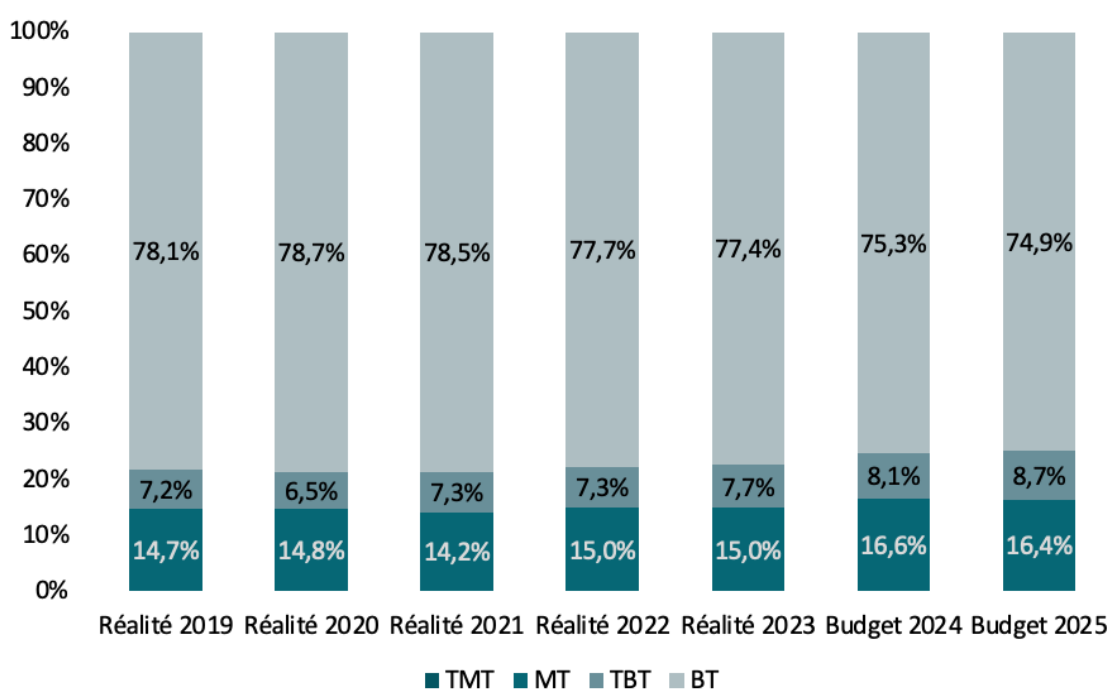
Source : Décision - -Volumes

### 3. 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.

Nous constatons en effet le maintien des proportions prévues pour 2024, avec une légère baisse du poids de la BT et, de façon moindre, du poids de la MT compensée par une hausse relative du poids de la TBT. Ces évolutions s'expliquent notamment par les demandes d'adaptations de réseau en moyenne tension, reflet de la transition énergétique en cours dans ce segment (superchargeurs E4111, électrification TEC...).

GRAPHIQUE 13 ÉVOLUTION DE LA RÉPARTITION DU REVENU AUTORISÉ PAR NIVEAU DE TENSION



Source : Décision - -RA

### 4. L'évolution des tensions tarifaires :

Le REW avait des tensions tarifaires, c'est-à-dire les proportions entre tarifs de segments tarifaires différents, qui étaient assez différentes de ses pairs et des tensions tarifaires cibles prévues en 2026. Pour s'en rapprocher, le REW les a adaptées dès 2025.

TABLEAU 8 TENSIONS TARIFAIRES

	Heures pleines	Heures creuses	Heures normales	Heures « exclusif nuit »
2024	1,16	0,83	1,07	1,07
2025	1,05	0,52	1,03	0,40

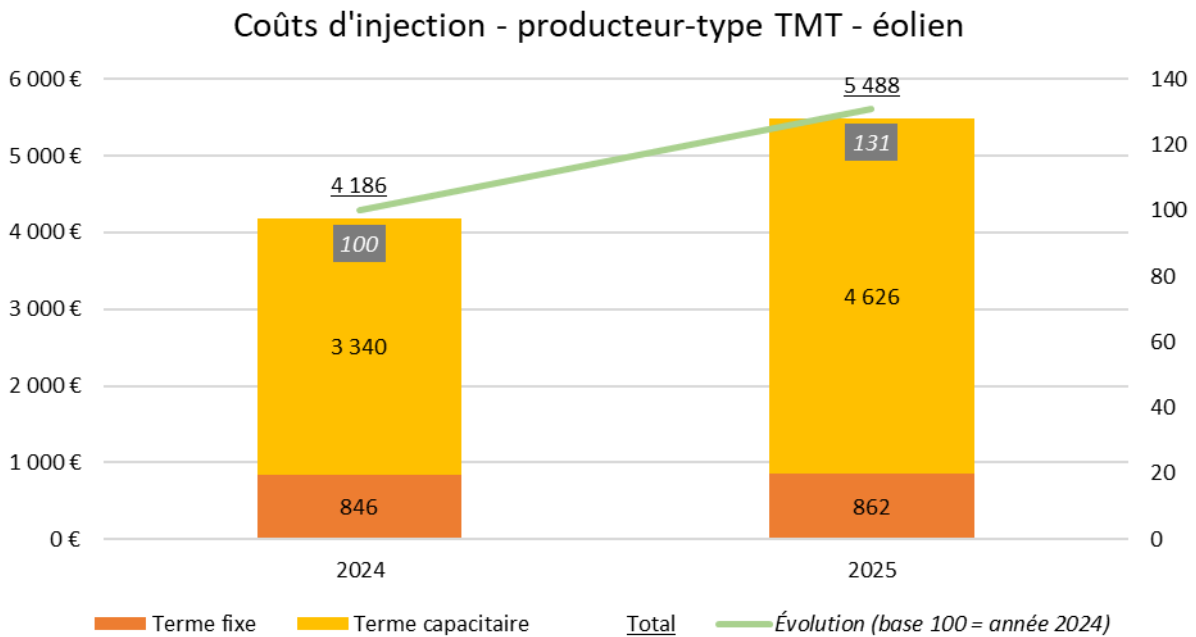
Source : Annexe 6 – TAB1 IN15

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

Sur la base de la proposition adaptée uniformisée de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2025 du REW 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 TMT

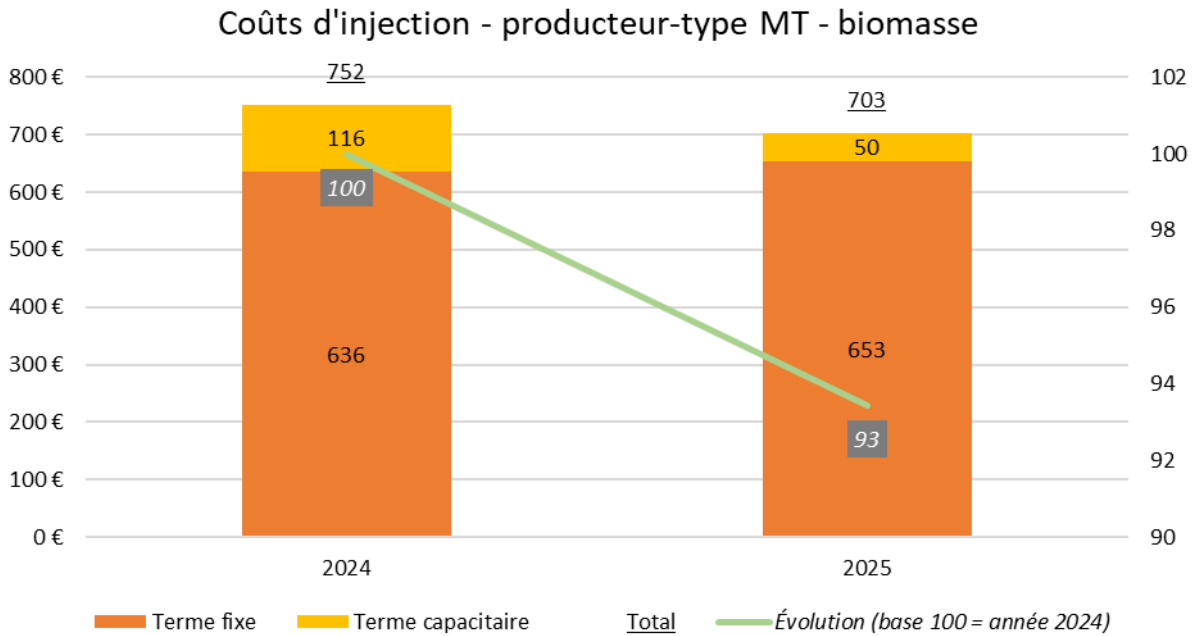
GRAPHIQUE 14 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TMT ÉOLIEN



Producteur-type TMT éolien : 22 GWh, 10 MW en pointe, facteur de charge 2 200 h, 0% d'autoconsommation.

### 5.2.4.2. Constats - niveau de tension MT

GRAPHIQUE 15 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION POUR UN PRODUCTEUR-TYPE MT

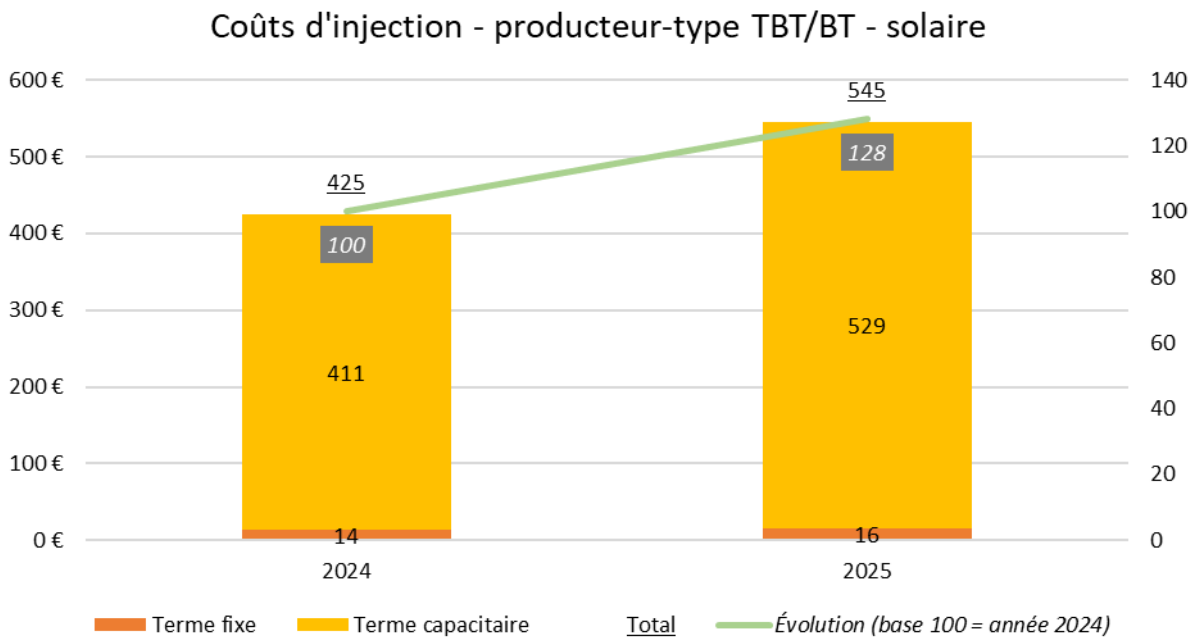


Source : Décision - -injection

Producteur-type MT biomasse : 7 820 MWh, 1,15 MW en pointe, facteur de charge 6 800 h, 50% d'autoconsommation.

### 5.2.4.3. Constats - niveaux de tension TBT / BT

GRAPHIQUE 16 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TBT/BT SOLAIRE



Source : Décision - -injection

Producteur-type TBT/BT solaire: 142 500 kWh, 150 kW en pointe, facteur de charge 950 h, 78% d'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 avait été établie de la manière suivante :

- a. Le terme fixe a été calculé sur la base d'une moyenne pondérée du terme fixe appliqué pour le prélèvement par niveau de tension en Wallonie ;
- b. 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 précédent (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 en EUR/an	2024		
	TMT	MT	TBT / BT
ORES ASSETS	845,00	615,00	12,83
REW	-	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
Moyenne pondérée	846,82	641,92	15,80

Source : Décision - -injection

- 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. DÉCISION

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<sup>er</sup>, 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 du REW adoptée par la CWaPE le 28 mars 2024 ;

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

Vu les informations complémentaires transmises par le REW le 24 septembre et le 18 novembre 2024 ;

Vu la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2025 déposée par le REW auprès de la CWaPE le 20 novembre 2024 ;

Vu la décision du 5 septembre 2024 d'affectation du solde régulatoire cumulé des exercices 2017 à 2021 aux tarifs 2025 ; vu l'affectation de ce solde repris dans la proposition adaptée de tarifs périodiques 2025 adaptée le 20 novembre 2024 ;

Vu la demande d'affectation anticipative de 200 000 EUR relative au solde régulatoire de l'exercice 2022 et au solde régulatoire de l'exercice 2023, formulée par le REW à travers sa proposition de tarifs périodiques 2025 adaptée le 20 novembre 2024 ;

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 la période d'affectation du solde régulatoire électricité des exercices 2017 à 2021 du REW avait été déterminée de façon à éviter une accumulation des soldes régulatoires tout en veillant à garantir une stabilité tarifaire pour les utilisateurs de réseau ;

Considérant que l'affectation anticipative des soldes régulatoires 2022 et 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 la période d'affectation du solde régulateur non affecté et de la quote-part des soldes régulateurs 2022 et 2023 ont été déterminées de façon à éviter une accumulation des soldes régulateurs tout en visant à assurer une stabilité tarifaire pour les utilisateurs de réseau ;

Considérant qu'il ressort de l'analyse de la CWaPE, que la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2025 du REW 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 régulatoire 2025-2029 ;

**La CWaPE décide :**

- 1. de confirmer l'affectation à 100 % du solde régulateur cumulé des exercices 2017 à 2021 du REW qui s'élève à 72 544,33 EUR (actif régulateur) aux tarifs de distribution d'électricité de l'année 2025 ;**
- 2. d'affecter un acompte de 200 000 EUR du solde régulateur du REW de l'exercice 2022, et de l'exercice 2023, aux tarifs de distribution d'électricité de l'année 2025 ;**
- 3. d'approuver la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité pour l'année 2025 du REW déposée le 20 novembre 2024.**

L'affectation d'un acompte régulateur des soldes régulateurs 2022 et 2023 aux tarifs 2025 ne constitue en aucun cas une approbation, même partielle, du solde régulateur électricité des années 2022 et 2023.

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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup>, alinéa 4, du Code judiciaire, statuant comme en référé.

En vertu de l'article 50 bis 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 50 ter, § 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 du REW applicables du 01.01.2025 au 31.12.2025
- **Annexe II** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité du REW applicables du 01.01.2025 au 31.12.2025

## TAB4.1.1 : Tarifs de prélèvement 2025

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement -						REW	
Période de validité : du 01.01.2025 au 31.12.2025									
	Code EDI/EI	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
<b>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</b>									
<b>A. Terme capacitaire</b>									
<b>a. Pour les compteurs avec mesure de pointe, excepté les raccordements BT ≤ 56 kVA</b>									
Pointe annuelle	EUR/kWh	E210	0,000000	-	3,1368814	-	3,5285239	-	17,3203456
Pointe mensuelle	EUR/kWh	E210	0,000000	-	6,2737628	-	7,0570479	-	34,6406912
<b>B. Terme prosumer</b>									
Tarif prosumer	(EUR/kWh)	E260	-	-	-	-	-	-	84,8236271
	(EUR/an)	E270	0,00	-	558,15	-	558,15	-	26,50
<b>C. Terme fixe</b>									
<b>D. Terme proportionnel</b>									
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0054126	0,0818883
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,000000	0,000000	0,0030116	0,0069418	0,0078947	0,0055177	0,0834784
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,000000	0,000000	0,0015009	0,00343684	0,0039345	0,0444852	0,0416029
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	0,0021020	0,0318013
<b>II. Tarif pour les Obligations de Service Public</b>									
	(EUR/kWh)	E215		V	0,0010734		0,0048922		0,0108972
<b>III. Tarif pour les surcharges</b>									
Rélevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,000000		0,0031237		0,0031843		0,0031717
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,000000		0,0028212		0,0026565		0,0087560
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E860	0,000000		0,0003454		0,0003454		0,0003454
<b>IV. Tarif pour les soldes régulatoires</b>									
	(EUR/kWh)	E410	0,000000		0,0005463		0,0005463		0,0032167

**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
- La pointe communautaire pour les communautés d'énergie n'a pas d'application. Il sera tenu compte de la somme asynchrone des pointes individuelles de la communauté d'énergie.

**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 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.
- Pas de formule de dégressivité applicable

**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 : <https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit>
  - Heures pleines : 7h - 22h du lundi au vendredi
  - Heures creuses : 22h - 7h du lundi au vendredi et le weekend du vendredi 22h au lundi 7h
- 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 au tarif Exclusif de nuit : <https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit>
  - Heures exclusif de nuit : 23h - 8h tous les jours de la semaine

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

- Le gestionnaire de réseau précise les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses de chaque niveau de tension : <https://www.rew.be/compteur-bi-horaire-exclusif-nuit>
  - Heures pleines : 7h - 22h du lundi au vendredi et Heures creuses : 22h - 7h du lundi au vendredi et le weekend du vendredi 22h au lundi 7h

**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 régulatoires**

**Tarifs périodiques de distribution d'électricité**
**- Injection -**
**REW**
**Période de validité : lu 01.01.2025 au 31.12.2025**

	Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA
<b>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</b>					
<b>A. Terme capacitaire</b>					
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>B. Terme fixe</b>					
(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 ;