

Date du document : 29/11/2024

DÉCISION

CD-24k29-CWaPE-1005

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

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

Table des matières

1.	BASE LEGALE.....	4
2.	HISTORIQUE DE LA PROCEDURE.....	5
3.	RESERVES.....	6
3.1.	<i>Réserve d'ordre général</i>	6
4.	PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029	7
4.1.	<i>Revenus autorisés approuvés</i>	7
4.2.	<i>Proposition d'affectation des soldes réglementaires</i>	8
4.2.1.	Récapitulatif des soldes réglementaires non affectés	8
4.2.2.	Proposition d'affectation des soldes réglementaires non affectés dans le revenu autorisé 2025	8
4.2.3.	Demande d'affectation anticipative du solde réglementaire 2023 dans le revenu autorisé 2025	9
4.3.	<i>Revenu autorisé adapté de l'année 2025</i>	10
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.....	12
4.4.4.	La marge équitable	12
4.4.5.	La quote-part des soldes réglementaires.....	13
5.	PROPOSITION DE TARIFS PERIODIQUES ELECTRICITE 2025	14
5.1.	<i>Contrôles effectués</i>	14
5.1.1.	Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé 2025	15
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</i>	22
5.2.1.	Évolution des revenus autorisés	22
5.2.2.	Évolution des volumes	22
5.2.3.	Évolution des coûts de distribution par client-type	28
5.3.	<i>Évolution des tarifs périodiques d'injection</i>	35
6.	DECISION	38
7.	VOIE DE RECOURS	40
8.	ANNEXES	41

Index tableaux

Tableau 1	Synthèse des revenus autorisés 2025-2029 approuvés.....	7
Tableau 2	Synthèse des soldes réglementaires non affectés	8
Tableau 3	Proposition d'affectation du solde réglementaire.....	9
Tableau 4	Réconciliation recettes budgétées et revenu autorisé 2025.....	16
Tableau 5	Contrôle du calcul du terme prosumer	17
Tableau 6	Répartition du revenu autorisé 2025 par niveau de tension	21
Tableau 7	Terme fixe moyen 2024	37

Index graphiques

Graphique 1	Évolution du revenu autorisé entre 2024 et 2025.....	10
Graphique 2	évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes en reseau)	22
Graphique 3	Simulations des coûts de distribution des années 2024 ET 2025 pour le client type T-MT (50 GWh – 8,3 MW)	28
Graphique 4	Simulations des coûts de distribution des années 2024 et 2025 pour le client-type MT (2 gwh – 333 kW)	29
Graphique 5	Simulations des coûts de distribution des années 2024 et 2025 pour le client-type T-BT (30.000 kwh – 5,3 kW)	30
Graphique 6	Simulations des coûts de distribution des années 2024 et 2025 pour le client-type BT (1.600 kwh hp – 1.900 KWH HC)	31
Graphique 7	Simulations des coûts de distribution des années 2024 et 2025 pour le client-type BT avec une borne de recharge pour véhicule électrique 3841 KWH HP + 3539 KWH HC	32
Graphique 8	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).....	33
Graphique 9	évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes en reseau) comparaison entre le budget 2024 et le budget 2025	34
Graphique 10	Simulations des coûts d’injection des années 2024 et 2025 pour un producteur-type TMT éolien (22 gwh – 10 MW – 2.200H – 0% autoconsommation).....	35
Graphique 11	Simulations des coûts d’injection des années 2024 et 2025 pour un producteur-type MT biomasse (7.820 mwh – 1.15 MW – 6.800 h – 50% autoconsommation) 36	
Graphique 12	Simulations des coûts d’injection des années 2024 et 2025 pour un producteur-type TBT/BT SOLAIRE (142.500 Kwh – 150 KW – 950 h –78% autoconsommation)	36

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 d'ORES Assets à travers la décision référencée CD-24c28-CWaPE-0889.
2. En date du 14 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 d'ORES Assets sous la forme du modèle de rapport et de ses annexes.
3. Une réunion a été organisée en date du 20 juin 2024 au cours de laquelle ORES a exposé de façon détaillée les hypothèses sous-jacentes de sa proposition de tarifs périodiques électricité 2025.
4. En date du 13 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.
5. En date du 24 septembre 2024 et conformément à l'article 123, § 4, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, ORES Assets 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. 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 24 septembre 2024 par le gestionnaire de réseau de distribution Ores Assets.

3. RESERVES

3.1. Réserve d'ordre général

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

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

4. PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029

4.1. Revenus autorisés approuvés

La valorisation des revenus autorisés relatifs aux exercices d'exploitation 2025-2029 approuvés à travers la décision du 28 mars 2024 référencée CD-24c28-CWaPE-0889 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	TOTAL
Charges nettes contrôlables	380.781.240	385.503.651	390.432.106	395.561.971	401.320.340	1.953.599.308
Charges nettes contrôlables autres	200.966.340	202.439.861	204.057.007	205.820.400	208.152.509	1.021.436.118
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	29.977.478	30.517.072	31.066.380	31.625.575	32.194.835	155.381.340
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	149.837.422	152.546.717	155.308.718	158.115.997	160.972.996	776.781.850
Charges et produits non-contrôlables	131.069.501	128.267.641	131.567.736	125.512.623	123.509.500	639.927.002
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	132.353.038	130.261.713	133.248.879	127.505.046	125.516.074	648.884.750
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	28.239	28.747	29.265	29.791	30.328	146.370
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	67.814.049	65.477.129	68.095.189	61.819.941	58.716.231	321.922.539
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0
Redevance de voirie	32.334.287	32.916.304	33.508.798	34.111.956	34.725.971	167.597.316
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	30.037.891	30.133.724	30.484.141	30.850.728	31.394.058	152.900.542
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	368.465	368.465	368.465	368.465	368.465	1.842.325
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	0	0	0	0	0	0
Charges de pension non-capitalisées	1.770.108	1.337.344	763.021	324.165	281.021	4.475.658
Charges et produits non-contrôlables OSP	-1.283.537	-1.994.072	-1.681.142	-1.992.423	-2.006.574	-8.957.748
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	16.695.056	16.197.494	16.668.223	15.487.712	14.841.127	79.889.611
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	14.140.272	14.635.059	15.147.969	15.679.681	16.230.902	75.833.884
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	6.581.450	6.942.806	7.763.078	7.893.488	8.026.507	37.207.330
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	-41.847.863	-42.967.048	-44.584.988	-44.434.510	-44.565.650	-218.400.058
Charges d'achat des certificats verts	3.147.548	3.197.616	3.324.576	3.381.205	3.460.540	16.511.485
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0
Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	8.523.960	8.985.825	10.785.544	10.784.992	11.039.933	50.120.254
Charges nettes fixes	3.497.495	2.424.310	2.561.877	2.684.532	2.697.640	13.865.855
Charges nettes variables	5.968.770	7.503.820	9.165.972	9.042.765	9.284.598	40.965.925
Réduction Volontaire de coûts (cf. courrier d'accompagnement)	-942.305	-942.305	-942.305	-942.305	-942.305	-4.711.526
Marge équitable	110.065.956	110.593.095	112.294.012	115.018.232	118.357.196	566.328.491
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	88.467.342	91.776.496	96.121.553	101.352.070	107.057.298	484.774.758
Marge équitable PV de réévaluation	21.444.234	18.705.238	16.098.412	13.623.752	11.281.239	81.152.875
Marge OSP	154.379	111.362	74.047	42.410	18.660	400.858
Quote-part des soldes régulateurs approuvés et affectés	0	0	0	0	0	0
Soldes régulateurs déjà affectés	0	0	0	0	0	0
TOTAL	630.440.657	633.350.212	645.079.398	646.877.818	654.226.969	3.209.975.054

Le revenu autorisé approuvé de l'année 2025 s'élève à 630.440.657€.

Le revenu autorisé 2025 approuvé le 28 mars 2024 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 approuvés non affectés constituent une **dette tarifaire de 11.849.945€** telle que détaillée dans le tableau suivant :

TABLEAU 2 SYNTHÈSE DES SOLDES RÉGULATEURS NON AFFECTÉS

	Total	Montant affecté dans les tarifs 2022	Montant affecté dans les tarifs 2023	Montant affecté dans les tarifs 2022 et 2023	Quote-part non affectée
Solde régulateur 2015	€ 822.547	-€ 164.509	-€ 329.019	-€ 493.528	€ 329.019
Solde régulateur 2016	€ 663.208	-€ 132.642	-€ 265.283	-€ 397.925	€ 265.283
Solde régulateur 2017	-€ 8.604.718	€ 1.720.944	€ 3.441.887	€ 5.162.831	-€ 3.441.887
Solde régulateur 2018	-€ 21.337.188	€ 4.267.438	€ 8.534.875	€ 12.802.313	-€ 8.534.875
Solde régulateur 2019	-€ 19.002.579	€ 3.800.516	€ 7.601.032	€ 11.401.548	-€ 7.601.031
Solde régulateur 2020	-€ 22.879.225	€ 0	€ 0	€ 0	-€ 22.879.225
Solde régulateur 2021	-€ 884.973	€ 0	€ 0	€ 0	-€ 884.973
Solde régulateur 2022	€ 925.898	€ 0	€ 0	€ 0	€ 925.898
Solde révision budget smart 2019	-€ 4.456.180	€ 0	€ 0	€ 0	-€ 4.456.180
Solde révision budget smart 2020	€ 5.642.385	€ 0	€ 0	€ 0	€ 5.642.385
Solde révision budget smart 2021	€ 11.412.931	€ 0	€ 0	€ 0	€ 11.412.931
Solde révision budget smart 2022-2023	€ 24.142.147	€ 0	€ 0	€ 0	€ 24.142.147
Solde révision SR 2017	€ 6.711.503	€ 0	€ 0	€ 0	€ 6.711.503
Solde révision SR 2018	€ 10.218.950	€ 0	€ 0	€ 0	€ 10.218.950
TOTAL	-€ 16.625.294	€ 9.491.747	€ 18.983.492	€ 28.475.239	€ 11.849.945

Le solde régulateur de l'année 2023 (non-approuvé) est un actif régulateur qui s'élève à 131.698.584€.

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

A travers la proposition de tarifs périodiques 2025 du 24 septembre 2024, ORES propose d'affecter de 20% de la dette tarifaire cumulée approuvée ainsi que, de façon anticipative sous forme d'acompte régulateur, 20% du solde régulateur 2023 non approuvé après déduction de la quote-part du solde régulateur relatif à Couvin estimé par ORES mais non encore approuvé (-434.562€).

	Total	Montant affecté dans les tarifs 2022	Montant affecté dans les tarifs 2023	Montant affecté dans les tarifs 2022 et 2023	Quote-part non affectée
Solde régulateur cumulé approuvé	-€ 16.625.294	€ 9.491.747	€ 18.983.492	€ 28.475.239	€ 11.849.945
Solde régulateur 2023 - non-approuvé	-€ 131.698.584	€ 0	€ 0	€ 0	-€ 131.698.584
Solde régulateur de Couvin	€ 434.562	€ 0	€ 0	€ 0	€ 434.562
TOTAL	-€ 147.889.316	€ 9.491.747	€ 18.983.492	€ 28.475.239	-€ 119.414.077

TABLEAU 3 PROPOSITION D’AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE

Solde régulateur non affecté	-€ 119.414.077
2025	€ 23.882.815
Solde régulateur résiduel	-€ 95.531.262

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

Le solde régulateur électricité de l’année 2023 rapporté par ORES Assets est un actif régulateur qui s’élève à -131.698.584€. Ce solde régulateur particulièrement important provient principalement des coûts d’achat d’électricité et de la diminution des volumes de prélèvement constatée en 2023.

ORES craint également de comptabiliser des soldes régulateurs importants en 2024 car les volumes de prélèvement du 1^{er} semestre 2024 sont largement inférieurs au budget et les coûts d’achat d’électricité restent supérieurs au budget.

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

Ces trois facteurs indiquent que les soldes régulateurs à affecter dans les tarifs de distribution des années 2026 et suivantes seront très conséquents. Aussi, pour lisser au maximum l’impact de l’affectation de ces soldes régulateurs sur les tarifs de distribution, ORES a demandé à la CWaPE, à titre exceptionnel, d’affecter de façon anticipative une partie du solde régulateur 2023 dans les tarifs de l’année 2025 et ce avant son approbation qui interviendra en mai 2025.

4.3. Revenu autorisé adapté de l'année 2025

Le revenu autorisé de l'année 2025 approuvé s'élève à **630.440.657€**.

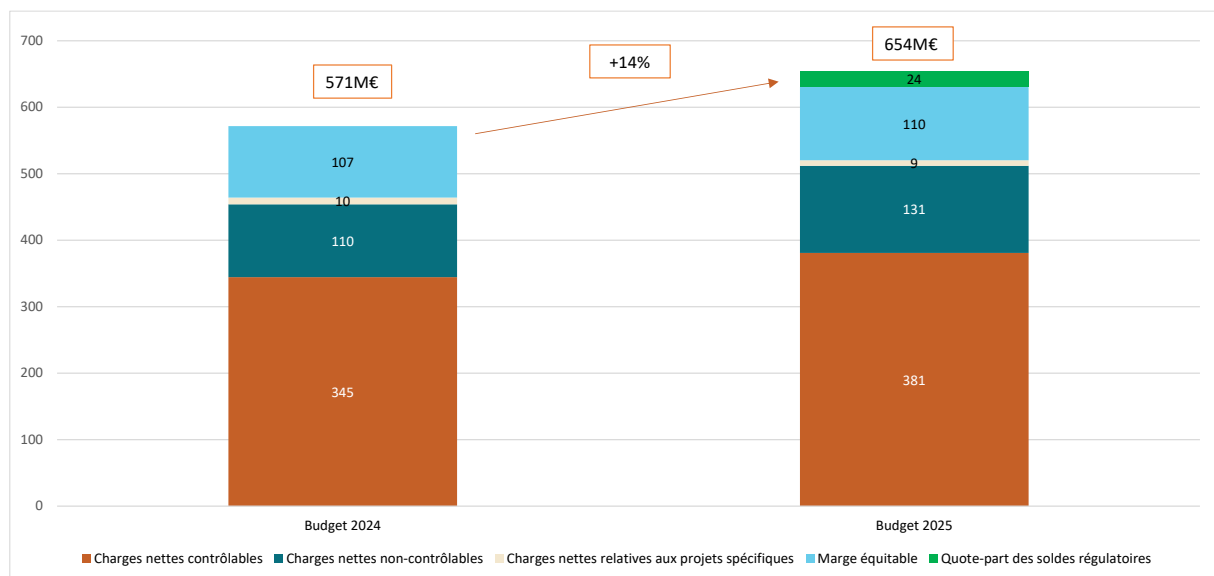
ORES Assets propose d'y ajouter une quote-part des soldes régulateurs qui s'élève à 23.882.815€.

Le revenu autorisé de l'année 2025 après affectation des soldes régulateurs s'élève par conséquent à **654.323.472€** soit une augmentation 4% par rapport au revenu autorisé approuvé initialement sans solde régulateur.

4.4. Évolution du revenu autorisé entre 2024 et 2025

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

GRAPHIQUE 1 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2024 ET 2025



Par rapport à l'enveloppe budgétaire ayant servi de base à la détermination des tarifs de l'année 2024, le revenu autorisé électricité de l'année 2025 d'ORES Assets est en augmentation de 83M€, 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 ORES Assets au cours de l'année 2018 tandis que le revenu autorisé 2025 a été établi par ORES Assets au cours de l'année 2023.

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

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

4.4.1. Les charges nettes contrôlables

Les charges nettes contrôlables sont composées des charges nettes contrôlables liées aux immobilisations (38%), des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (9%) et des charges nettes contrôlables autres¹ (53%).

Les charges nettes contrôlables **augmentent de 36 M€ (soit 11%) entre 2024 et 2025**. Les règles de détermination des charges nettes contrôlables des années 2024 et 2025 sont fondamentalement différentes. A noter que les charges nettes contrôlables de l'année 2024 d'ORES ne tiennent 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 de ces indexations importantes.

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 -15M€ (soit -109%) entre 2024 et 2025. Cette diminution provient essentiellement de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du GRD et de l'arrêt des primes « Quali watt ».

4.4.2.1. 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

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.

Les charges nettes non-contrôlables hors OSP augmentent de 36M€ (soit 38%) entre 2024 et 2025. Cette augmentation provient essentiellement de l'augmentation du prix d'achat de l'électricité pour la couverture des pertes en réseau.

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 CÀB, des coûts IT et des coûts de communication des compteurs communicants.

Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants diminuent de -1,6M€ (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. A noter que à la suite de la modification du décret électricité du 25 avril 2024, ORES a introduit une demande de révision du budget relatif au déploiement des compteurs communicants des années 2025 à 2029. Le montant repris dans les tarifs de distribution 2025 ne correspond dès lors pas au montant définitif. La CWaPE propose que l'écart entre les deux budgets soit traité ex-post via les soldes régulateurs.

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.

	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	2.633.265.239	2.166.025.023
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	2.657.293.588	2.235.351.742
Valeur moyenne des actifs régulés	2.645.279.414	2.200.688.383
Valeur de la PV de réévaluation au 01/01/N		540.714.224
Valeur de la PV de réévaluation au 31/12/N		524.308.595
Valeur moyenne de la PV réévaluation		532.511.410
Marge équitable applicable sur la RAB hors PV de réévaluation		88.621.721
Marge équitable applicable sur la PV de réévaluation		21.444.234
Marge équitable totale	107.213.175	110.065.956

La marge équitable totale s'élève à 107M€ en 2024 et à 110M€ en 2025 **soit une augmentation de 3 M€ (soit +3%) 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 réglementaires

Le revenu autorisé 2024 n'incluait aucun solde réglementaire tandis que le revenu autorisé 2025 adapté inclut un montant de 23.882.815€.

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 d'ORES Assets.

Au terme de ces contrôles, la CWaPE acte le respect des règles d'établissement des tarifs périodiques de distribution 2025 par **ORES assets** 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 tarifaire pour un client-type de chaque niveau de tension) ;
- 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) ;
- 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. 5.1.4. Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution 2024) ;
- 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 d'ORES Assets permet à la CWaPE de confirmer la réconciliation entre le revenu autorisé et les recettes budgétées obtenues en application des tarifs périodiques de prélèvement et d'injection.

TABLEAU 4 RECONCILIATION RECETTES BUDGETEES ET REVENU AUTORISE 2025

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	532.724.388	532.724.663	-274	967.837	967.842	-5	52.238.937	52.238.933	4	14.292.249	14.292.266	-17	465.225.365	465.225.621	-256
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	33.191.565	33.191.512	53	1.334.446	1.334.437	9	3.062.148	3.062.257	-109	422.734	422.734	0	28.372.238	28.372.084	154
	III. Tarif pour les surcharges	62.740.643	62.739.918	724	4.761.182	4.761.156	25	13.033.118	13.032.979	139	1.635.408	1.635.359	49	43.310.935	43.310.423	512
	Redevance de voirie	32.334.287	32.333.905	382	4.346.702	4.346.639	63	9.630.128	9.629.989	140	837.234	837.222	12	17.520.222	17.520.055	168
	Impôts sur le revenu	30.037.891	30.037.764	126	368.944	368.946	-3	3.298.498	3.298.484	15	783.749	783.730	19	25.586.700	25.586.604	96
	Autres impôts	368.465	368.249	216	45.536	45.571	-35	104.491	104.507	-16	14.425	14.407	18	204.013	203.764	248
IV. Tarif pour les soldes régulateurs	23.882.815	23.882.904	-88	238.828	238.798	30	7.650.621	7.650.722	-101	1.056.098	1.056.092	6	14.937.268	14.937.292	-23	
TOTAL	652.539.412	652.538.997	415	7.302.293	7.302.234	59	75.984.824	75.984.891	-67	17.406.489	17.406.452	37	551.845.806	551.845.420	386	
Injection	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	1.784.060	1.784.060	0	679.989	679.989	0	895.273	895.273	0	99.073	99.073	0	109.724	109.724	0
	TOTAL	1.784.060	1.784.060	0	679.989	679.989	0	895.273	895.273	0	99.073	99.073	0	109.724	109.724	0
TOTAL	654.323.472	654.323.057	415	7.982.282	7.982.223	59	76.880.097	76.880.164	-67	17.505.563	17.505.525	37	551.955.530	551.955.144	386	

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.

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

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

TABLEAU 5 CONTROLE DU CALCUL DU TERME PROSUMER

	2025
Hypothèse de production en (kWh/kWe)	1.000
Coefficient (100%-40,26%)	59,74%
Tarif de prélèvement BT (EUR/kWh) Distribution	0,10181
Tarif de prélèvement BT (EUR/kWh) Transport	0,03552
Tarif attendu (EUR/kWe)	82,04
Tarif proposé (EUR/kWe)	82,04
Différence observée	0,00

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.

- 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 d'ORES, 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 6 REPARTITION DU REVENU AUTORISE 2025 PAR NIVEAU DE TENSION

Intitulé	BUDGET 2025									
	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	654.323.472		7.982.282	1%	76.880.097	12%	17.505.563	3%	551.955.530	84%
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-1.784.060	0%	-679.989	38%	-895.273	50%	-99.073	6%	-109.724	6%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	652.539.412	100%	7.302.293	1%	75.984.824	12%	17.406.489	3%	551.845.806	85%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	532.724.388	82%	967.837	0%	52.238.937	10%	14.292.249	3%	465.225.365	87%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	33.191.565	5%	1.334.446	4%	3.062.148	9%	422.734	1%	28.372.238	85%
Coûts imputés au tarif des surcharges	62.740.643	10%	4.761.182	8%	13.033.118	21%	1.635.408	3%	43.310.935	69%
Redevance de voirie	32.334.287	5%	4.346.702	13%	9.630.128	30%	837.234	3%	17.520.222	54%
Impôts sur le revenu	30.037.891	5%	368.944	1%	3.298.498	11%	783.749	3%	25.586.700	85%
Autres impôts	368.465	0%	45.536	12%	104.491	28%	14.425	4%	204.013	55%
Coûts imputés aux tarifs des soldes régulateurs	23.882.815	4%	238.828	1%	7.650.621	32%	1.056.098	4%	14.937.268	63%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	652.539.412	100%	7.302.293	1%	75.984.824	12%	17.406.489	3%	551.845.806	85%

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

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

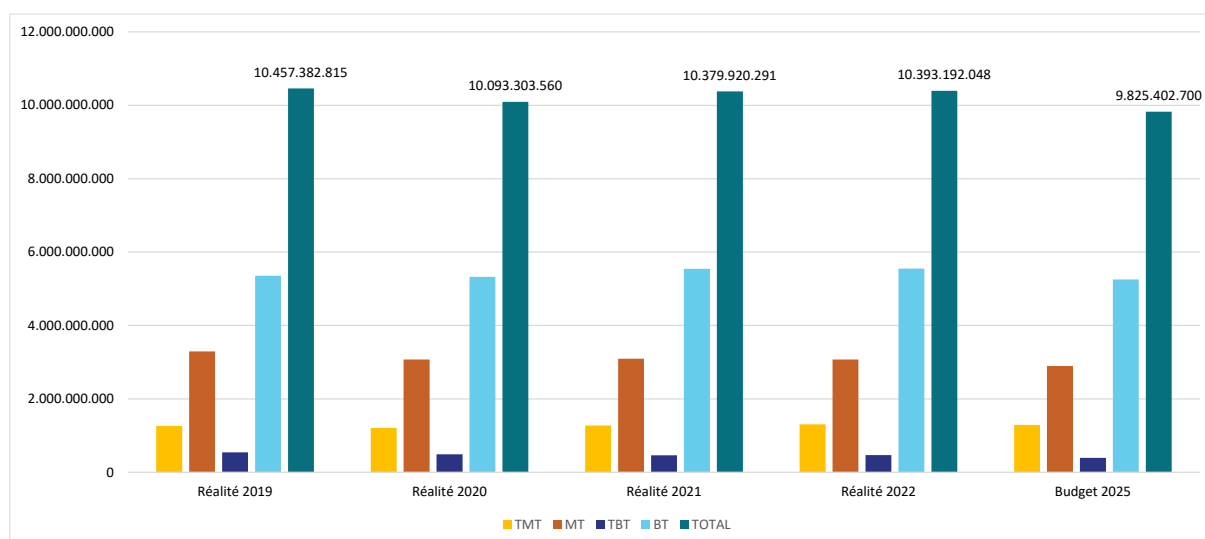
Comme indiqué au point 4.2.3 de la présente décision, le revenu autorisé 2025 d'ORES s'élève à 654.323.472€ et est en augmentation de 82.855.138€ par rapport au revenu autorisé budgété de l'année 2024, soit une **hausse de l'ordre de 14%**⁵.

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



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

⁵ Pour l'explication de l'évolution entre le revenu autorisé 2024 et le revenu autorisé 2025, la CWaPE renvoie le lecteur à sa décision référencée XXX du XX

- **Pour les niveaux de tension T-MT et MT :**

Les gestionnaires de réseau de distribution wallons constatent une certaine érosion des volumes distribués en moyenne tension et T-MT au cours des dernières années. Par ailleurs, ils considèrent que les volumes de consommation de l'année 2023 sont exceptionnellement bas et que les clients professionnels ont une élasticité prix plus importante que les clients résidentiels, ce qui devrait permettre aux volumes de consommation de revenir rapidement au niveau de l'année 2022. Aussi, les GRD wallons ont choisi d'utiliser les volumes de consommation de l'année 2022 comme référence et d'appliquer à ces volumes une évolution correspondant à l'évolution moyenne observée au cours des années 2019 à 2022.

Enfin, les gestionnaires de réseau de distribution considèrent que 10 % des volumes de rechargement des véhicules électriques seront attribués au niveau de tension MT en considérant que les rechargements sur les bornes publiques rapides se feront exclusivement en MT ainsi que 5% des recharges sur le lieu de travail.

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

Comme pour les niveaux de tension T-MT et MT, ORES a pris comme référence les volumes de l'année 2022 et leur a appliqué une évolution correspondant à l'évolution moyenne observée au cours des années 2019 à 2022. ORES constate qu'un nombre important de clients (et de volumes) du groupe T-BT « glissent » vers le niveau de tension BT avec mesure de pointe. Aussi, pour calculer l'évolution des volumes du niveau T-BT, ORES a pris en considération la somme des volumes de ces deux groupes de clients et a ensuite appliqué une diminution des volumes T-BT correspondant à la diminution historique du groupe de client T-BT.

En ce qui concerne les volumes de l'éclairage public, ORES s'est basé sur les volumes facturés en 2023 comme volumes de référence. Un huitième des communes d'ORES ayant décidé de rallumer l'éclairage public toutes les nuits et un huitième des communes d'ORES ayant choisi de passer d'un régime d'extinction de 7n/7 à 5n/7, ORES considère que les volumes de l'éclairage public vont augmenter à court terme et que cette augmentation sera ensuite compensée par les économies générées par le remplacement des luminaires par des leds.

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

Les GRD ont scindé leurs hypothèses entre les volumes liés aux « usages de base » et les volumes liés aux « nouveaux usages » (recharges de véhicules électriques, PV, pompes à chaleur).

- **En ce qui concerne les usages de base :** les GRD constatent une forte diminution des volumes consommés en 2023 par rapport à 2022, à la suite, notamment, de la hausse du prix de l'électricité (commodité). Les GRD ont pris l'hypothèse que les volumes pour les usages de base de l'année 2025 seraient néanmoins équivalents aux volumes de l'année 2023 en supposant que l'augmentation des consommations à la suite de la diminution des prix de la commodité serait compensée par la diminution des consommations liée à la forte augmentation du nombre d'installations photovoltaïques en 2023. En outre, les GRD ont pris l'hypothèse que l'efficacité accrue des appareils domestiques serait compensée par

l'augmentation des volumes provenant de la croissance du PIB et de l'augmentation de la population.

▪ **En ce qui concerne les nouveaux usages :**

- **Volumes de rechargement des véhicules électriques :** premièrement, 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 soit 73% pour ORES. Ensuite, les GRD ont repris le nombre de véhicules électriques à fin 2029 déterminé par Schwartz&Co et ont calculé l'évolution du nombre de véhicules électriques entre 2023 et 2029 *via* une extrapolation linéaire. Les résultats de ce calcul pour ORES sont repris ci-dessous :

	Estimation Réalité 2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre de BEV	39.794	87.542	135.290	183.037	230.785	278.533	326.281
Evolution %		120%	55%	35%	26%	21%	17%
Nombre de PHEV	60.646	65.018	69.389	73.761	78.132	82.504	86.875
Evolution %		7%	7%	6%	6%	6%	5%
Nombre de total VE	100.440	152.561	204.679	256.798	308.918	361.037	413.156
Evolution %		52%	34%	25%	20%	17%	14%

Afin de pouvoir calculer les volumes de rechargement des véhicules électriques de l'année 2025, les GRD ont pris les hypothèses suivantes :

- Nombre de km parcouru par année par les véhicules électriques : 20 000 km pour les véhicules 100% électriques et 4.000 km pour les véhicules hybrides ;
 - 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) ;
 - Les volumes de recharge des véhicules électriques sont attribués à 90% à la BT et 10% à la MT en considérant que les recharges à domicile seront exclusivement en BT et que 5% des recharges sur le lieu de travail seront en BT.
- **Volumes de consommation des pompes à chaleur :** les GRD se sont basés sur le nombre de pompes à chaleur installées à fin 2020 selon le rapport de l'ICEDD de mai 2022. Ils ont ensuite repris le nombre de pompes à chaleur à fin 2029 déterminé par Schwartz&Co et ont calculé l'évolution du nombre de pompes à chaleur entre 2020 et 2029 *via* une extrapolation linéaire. Les résultats de ce calcul pour ORES sont repris ci-dessous :

# PAC	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ORES	19.245	22.025	24.805	27.585	30.365	33.145	35.925	38.705	41.485	45.074

Afin de pouvoir calculer les volumes de consommation des pompes à chaleur de l'année 2025, les GRD ont pris les hypothèses suivantes :

- Consommation annuelle de la pompe à chaleur pour chauffage sol : 4.344 kWh ;
- Consommation annuelle de la pompe à chaleur pour l'eau chaude sanitaire : 941 kWh.

Les GRD ont pris 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 ce qui donne une consommation annuelle totale de 5.285 kWh.

- **Perte des volumes de consommation liés à l'installation de production décentralisée d'électricité (<10 kVa) :**

- Point de départ : nombre d'installations PV raccordées sur le réseau au 31/12/2023 et la puissance installée correspondante ;
- Evolution linéaire de la puissance installée entre 2024 et 2029 en isolant le pic de l'année 2023 ;

	Réalité 2023	Estimation 2024	Estimation 2025	Estimation 2026	Estimation 2027	Estimation 2028	Estimation 2029
Nombre de prosumers cumulé par année	271.673	277.831	283.988	290.146	296.304	302.462	308.619
Nombre de nouveaux prosumers en 2023	98.781	0	0	0	0	0	0
Nombre de nouveaux prosumers par année (SMART)	0	6.158	6.158	6.158	6.158	6.158	6.158
Puissance nette développable des installations de production ≤ 10	1.402.465	1.434.253	1.466.042	1.497.830	1.529.618	1.561.406	1.593.194

- Estimation de l'impact des installations de 2023 sur les volumes de prélèvement 2024 : les GRD prennent l'hypothèse que les installations de 2023 ont produit 35% de leurs effets sur l'année 2023 et que dès lors il reste 65% des effets qui vont se produire dès 2024. Les GRD déterminent les volumes de prélèvement « perdus » relatifs à ces nouvelles installations en distinguant les prosumers sans compteur smart pour lesquels les volumes perdus correspondent à la puissance de l'installation (5,16 kVA en moyenne) multipliée par le nombre d'heures moyen de production (1000h/an) et les prosumers avec un compteur smart pour lesquels les volumes perdus correspondent aux volumes auto-consommés uniquement. ORES estime que en 2024, il y aura une perte de 300.000.078 kWh sur son réseau due aux installations de l'année 2023 ;

Impact installations 2023 sur volumes prélèvement 2024 (electromecanique et smart)	
Installations avant 2024	
Puissance nette développable des installations de production SMART ≤ 10 kVA	83.862
Puissance nette développable des installations de production electromecaniques ≤ 10 kVA	426.078
Volumes kWh prélèvement en - SMART (65,24% en 2024)	-22.026.903
Volumes kWh prélèvement en - electromecaniques (65,24% en 2024)	-277.973.175
Volumes kWh prélèvement en - total	-300.000.078

- Le remplacement des compteurs électromécaniques par des compteurs communicants pour les installations avant 2024 entraine une augmentation des volumes de prélèvement. En effet, le GRD facture le terme prosumer (capacitaire) aux prosumers avec un compteur électromécanique qui bénéficie de la compensation mais facture un terme proportionnel sur les prélèvements bruts aux prosumers avec un compteur communicant. ORES a estimé le nombre de prosumers dont le compteur électromécanique serait remplacé par un compteur communicant afin de calculer les volumes supplémentaires qui seront facturés en 2025.

Facturation prélèvement net (electromecanique et smart)		Estimation 2024	Estimation 2025
Installations avant 2024			
Nombre de prosumers electromecaniques vers SMART		26.203	40.185
Puissance nette développable des installations de production ≤ 10 kVA		135.268	207.448
Volumes kWh prélèvement en + (switch electromecaniques vers SMART)		80.809.391	123.929.526

- Estimation de la perte de volumes liée aux nouvelles installations mises en service après le 31/12/2023. Ces volumes correspondent aux taux d'autoconsommation (40,26%) des prosumers.

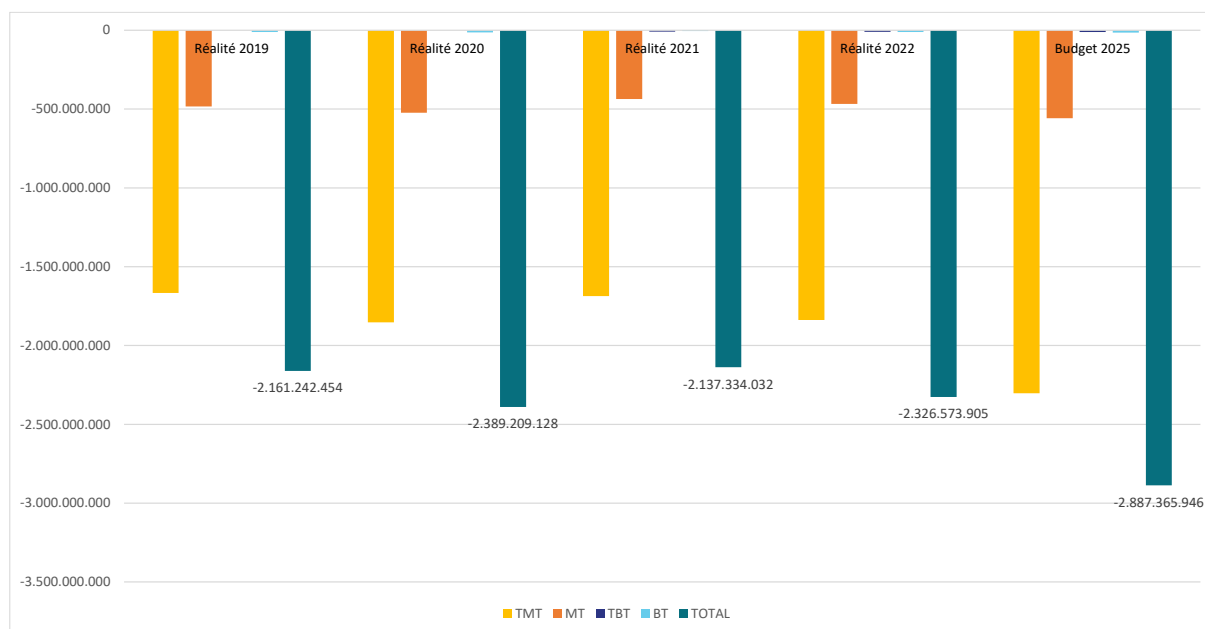
Facturation prélèvement brut (smart)		Estimation 2024	Estimation 2025
Installations après 2024			
Nombre de prosumers		6.158	6.158
Puissance nette développable des installations de production ≤ 10 kVA		31.788	31.788
Volumes kWh prélèvement en - (autoconsommation)		-12.797.932	-12.797.932

Au total, pour 2025, ORES estime une perte de 120.857.025 kWh par rapport à 2023.

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 budget 2025 par niveau de tension.

GRAPHIQUE 1 ÉVOLUTION DES VOLUMES D'INJECTIONS SUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION



Pour la détermination des volumes d'injection, le gestionnaire de réseau de distribution **ORES Assets** a pris les hypothèses suivantes :

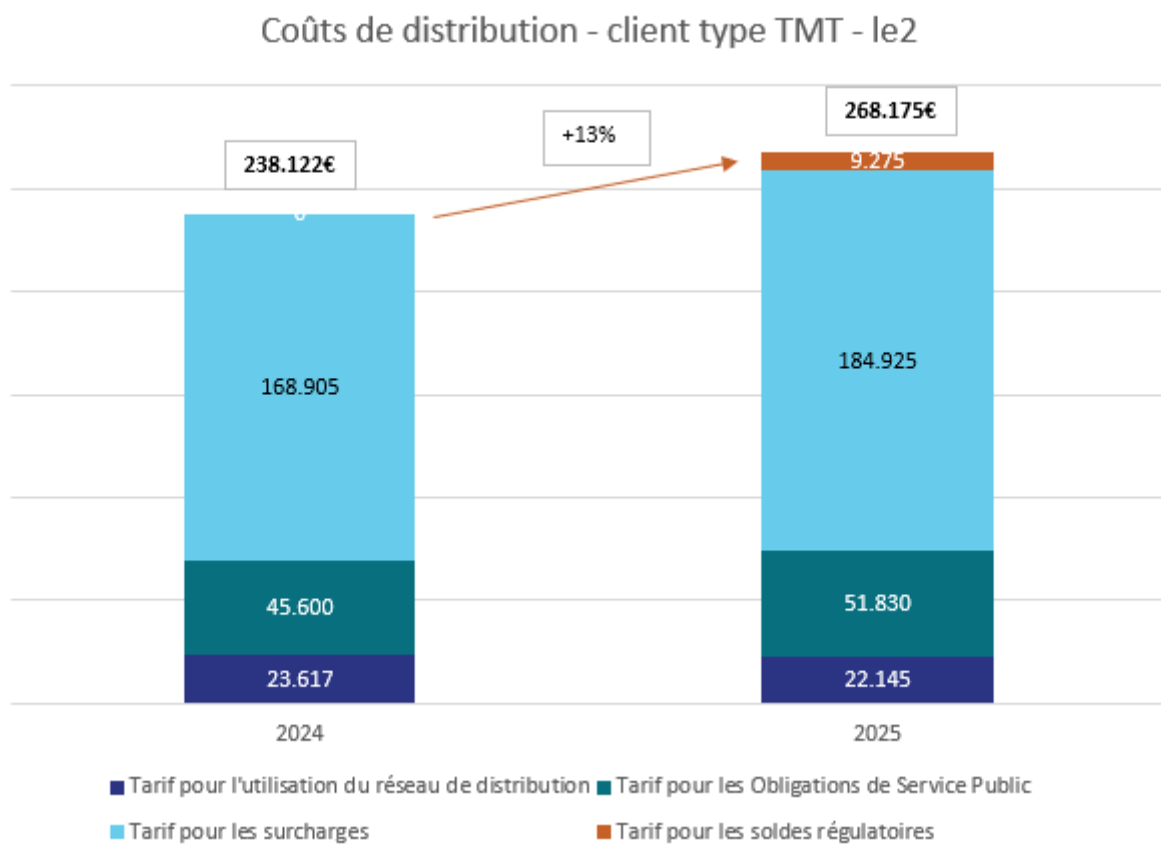
- 1° **Pour les niveaux de tension T-MT et MT** : ORES a déterminé les puissances et les volumes d'injection de l'année 2025 sur la base des puissances facturées en 2023 et en ajoutant une estimation des puissances additionnelles sur la base des projets étudiés par le GRD au moment du dépôt de la proposition tarifaire ;
- 2° **Pour les niveaux de tension T-BT et BT** : ORES a déterminé les puissances et les volumes d'injection de l'année 2025 sur la base des puissances facturées en 2023 et en ajoutant une évolution correspondant à l'évolution des puissances entre 2019 et 2023 (taux de croissance de 11%) ;

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 d'ORES Assets, 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 T-MT

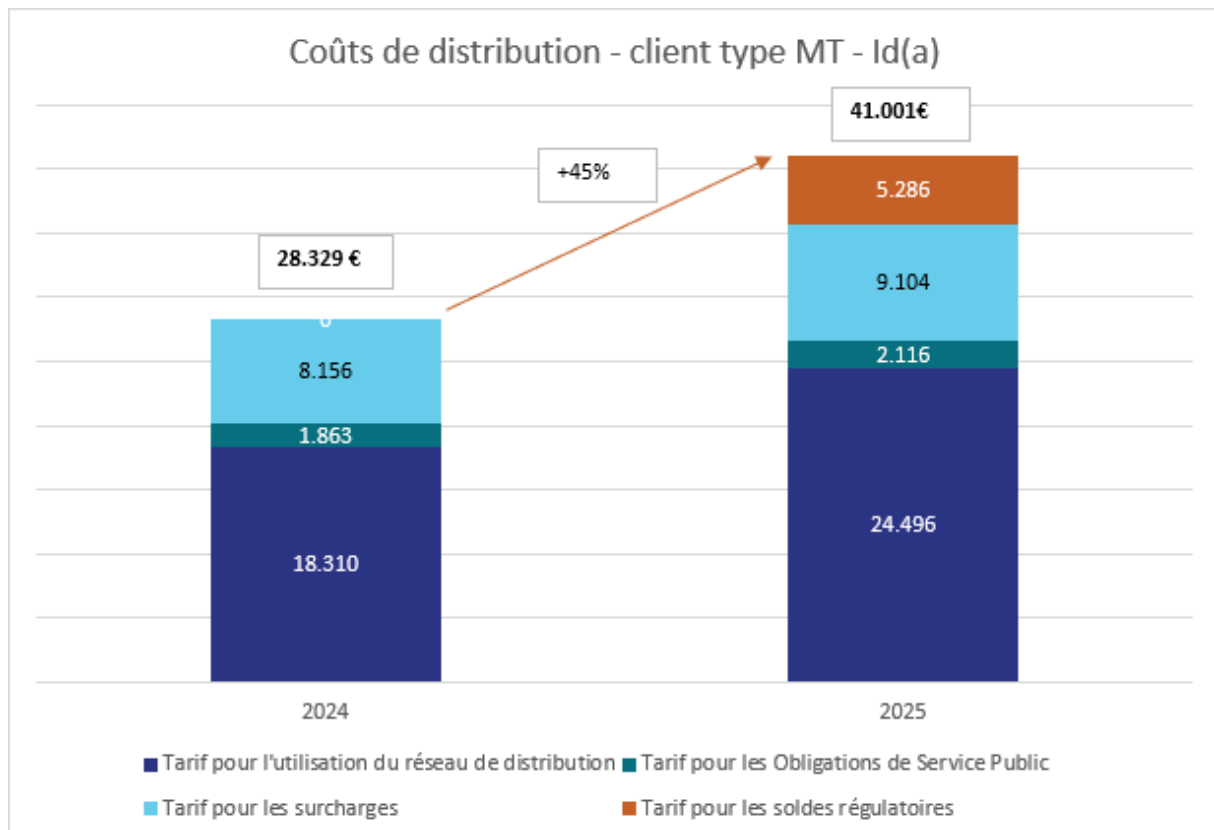
GRAPHIQUE 3 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT TYPE T-MT (50 GWH – 8,3 MW)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client-type T-MT s'élève à 30.053€, soit +13%.

5.2.3.2. Constats - niveau de tension MT

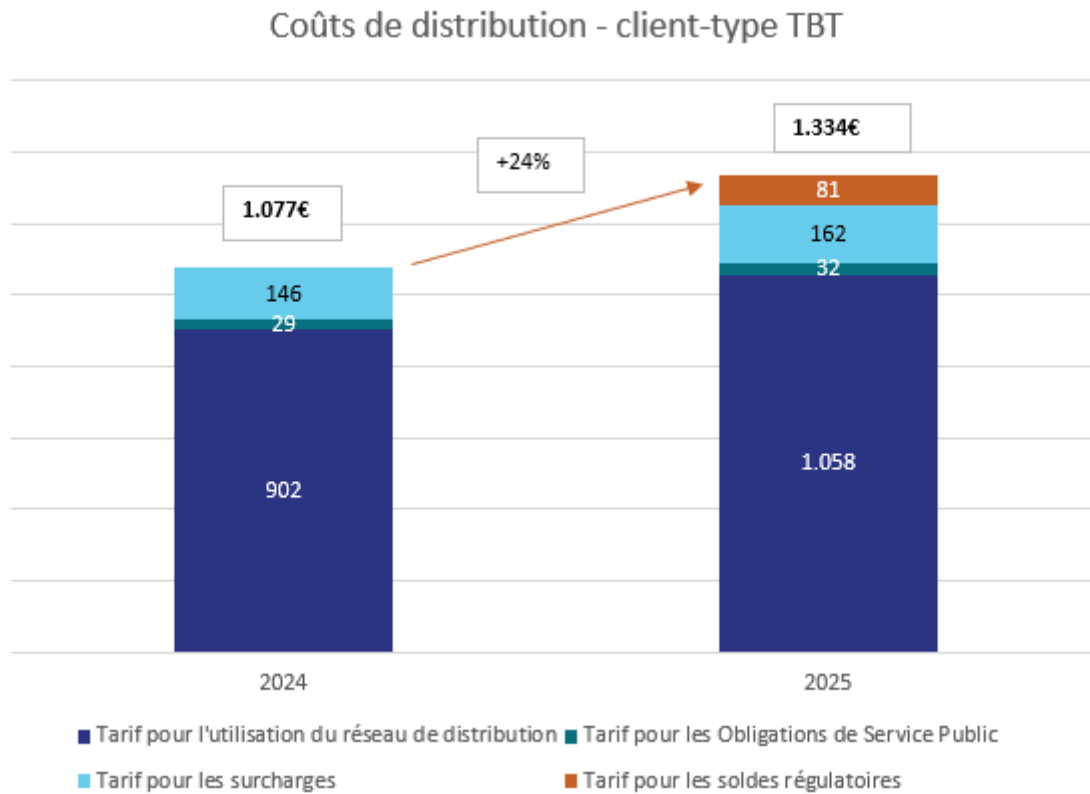
GRAPHIQUE 4 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE MT (2 GWH – 333 KW)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client-type MT s'élève à 12.672€, soit +45%. Il est à noter que, pour le client-type, la pointe mensuelle est équivalente à la pointe annuelle alors qu'en moyenne on observe que la pointe mensuelle est inférieure à la pointe annuelle.

5.2.3.3. Constats - niveau de tension T-BT

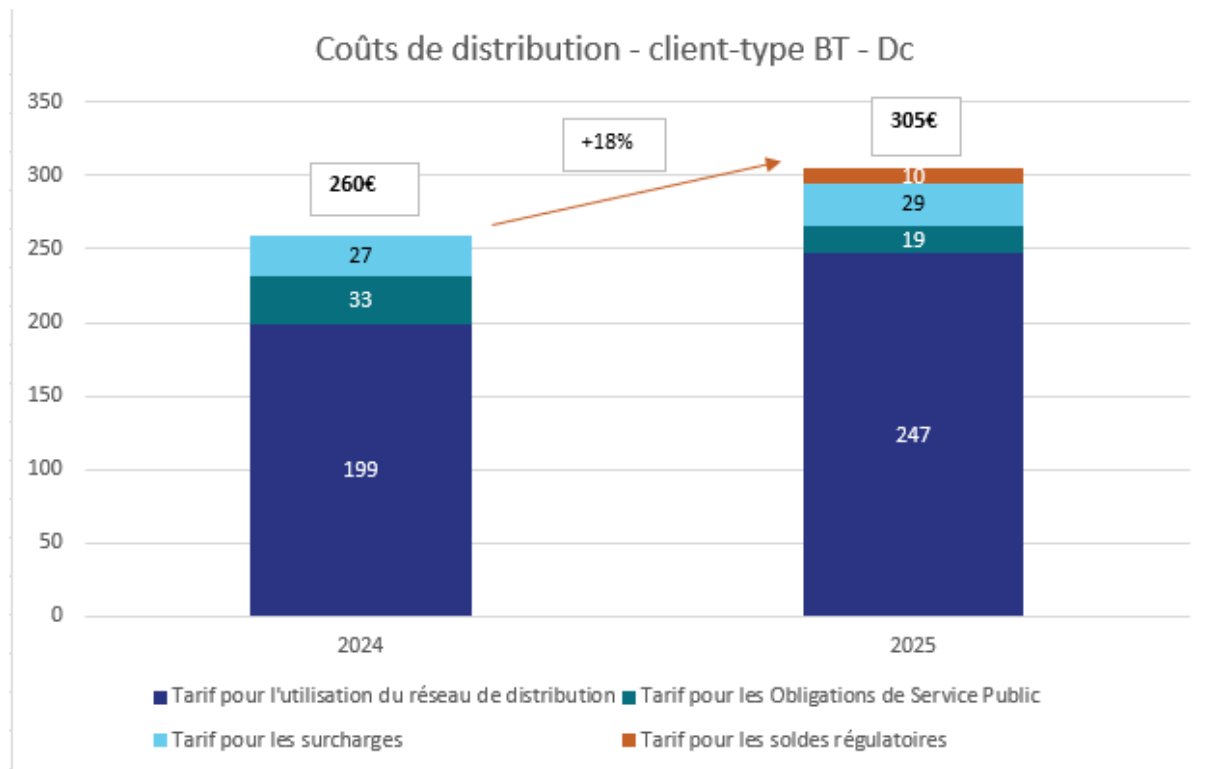
GRAPHIQUE 5 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2024 ET 2025 POUR LE CLIENT-TYPE T-BT (30.000 KWH – 5,3 KW)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client-type T-BT s'élève à 257€, soit +24%.

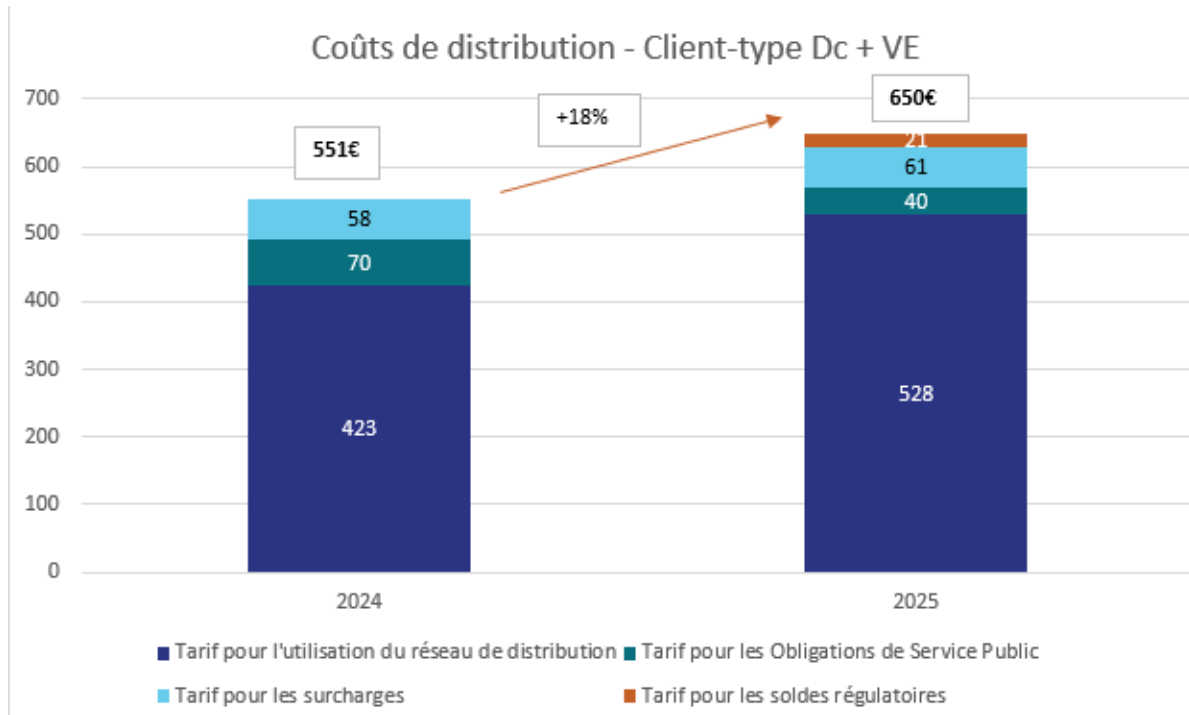
5.2.3.4. Constats - niveau de tension BT

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



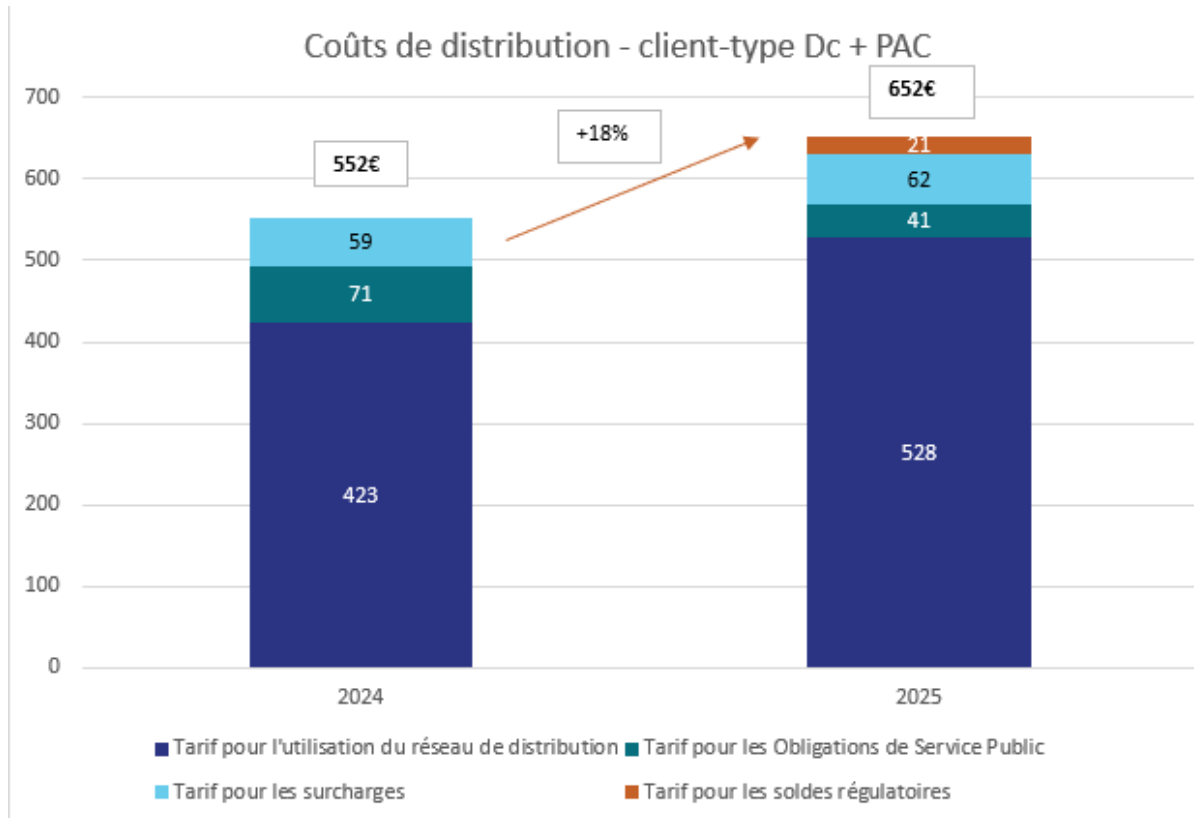
L'augmentation des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client-type BT s'élève à 45€, soit +18%.

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



L'augmentation des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client-type BT disposant d'une borne de recharge pour véhicule électrique s'élève à 99€ soit +18%.

GRAPHIQUE 8 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2019 A 2025 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE A CHALEUR (3718 KWH HP + 3784 KWH HC)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client-type BT disposant d'une pompe à chaleur s'élève à 100€ soit +18%.

5.2.3.5. Explications des évolutions constatées entre 2024 et 2025

Les évolutions des coûts de distribution d'ORES Assets entre 2024 et 2025 sont le résultat des observations suivantes :

1° L'évolution du revenu autorisé

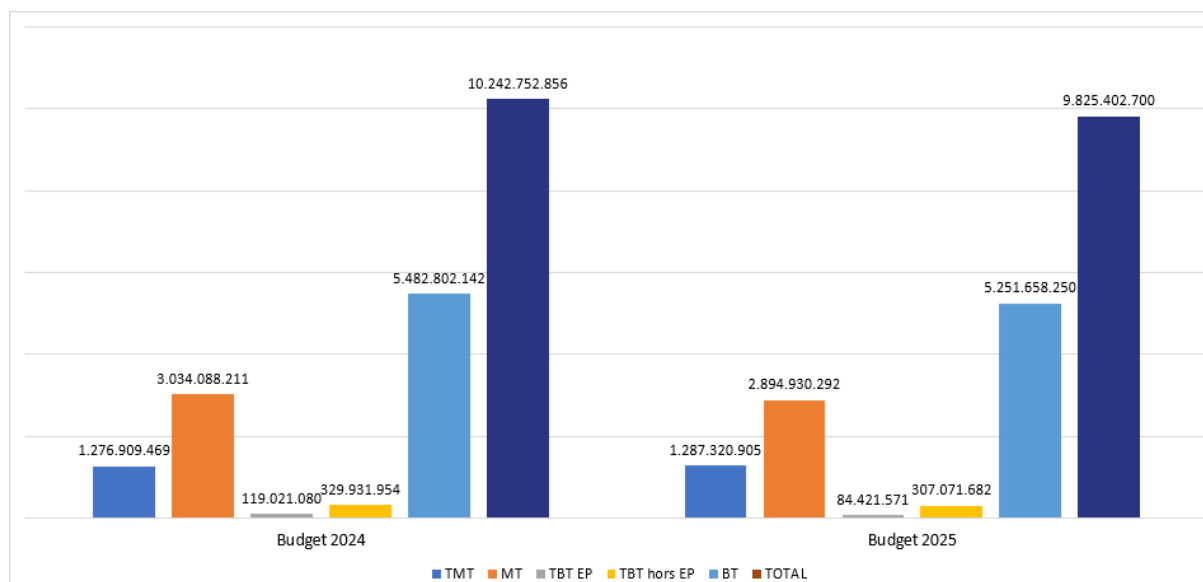
Comme indiqué au point 4.4 de la présente décision, le revenu autorisé budgété de l'année 2025 augmente de 14% par rapport au revenu autorisé budgété de l'année 2024.

2° 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. ci-dessus) :

- 1° **Niveau T-MT** : augmentation de 1% des volumes budgétés ;
- 2° **Niveau MT** : diminution de 5 % des volumes budgétés ;
- 3° **Niveau T-BT** : diminution de 7% des volumes budgétés hors éclairage public et diminution de 29% des volumes budgétés d'éclairage public ;
- 4° **Niveau BT** : diminution de 4 % des volumes budgétés.

GRAPHIQUE 9 EVOLUTION DES VOLUMES DE PRELEVEMENT (HORS TRANSIT ET PERTES EN RESEAU) COMPARAISON ENTRE LE BUDGET 2024 ET LE BUDGET 2025

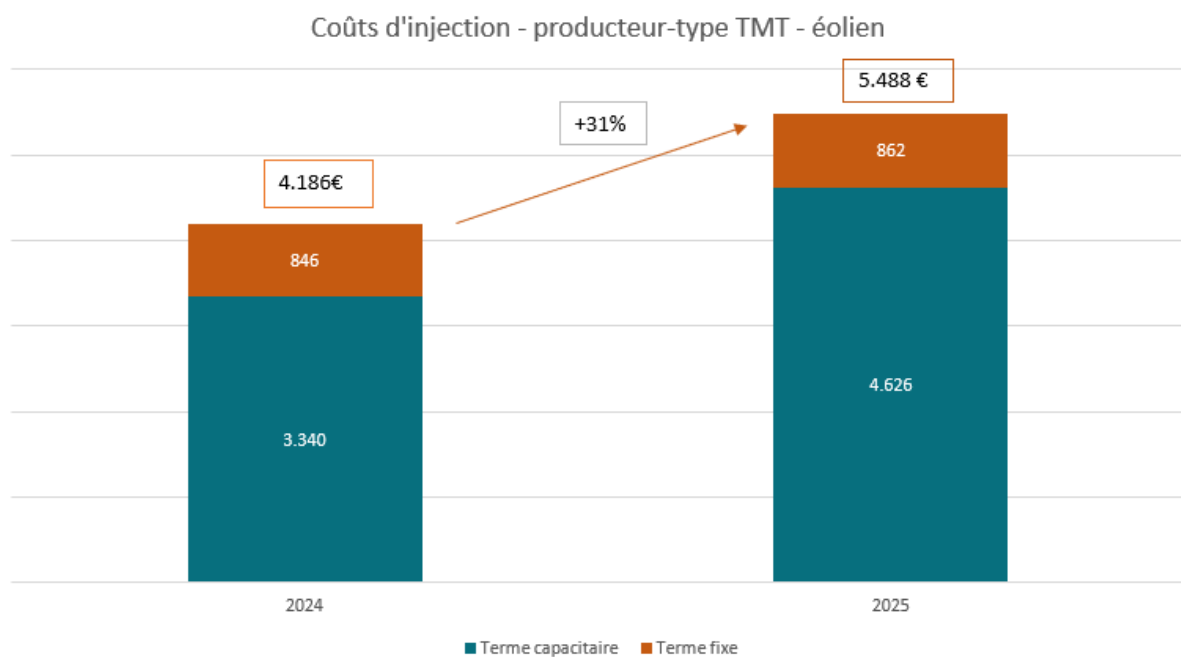


3° La répartition du revenu autorisé par niveau de tension : la répartition des coûts par niveau de tension évolue peu entre le budget 2024 et le budget 2025. On constate néanmoins une augmentation de 2% des coûts alloués à la moyenne tension et une diminution de 2% des coûts alloués à la basse tension. Ce constat résulte de l'application des clés de répartition définies par ORES. Ces dernières n'ont pas été modifiées entre les deux exercices tarifaires.

5.3. Évolution des tarifs périodiques d'injection

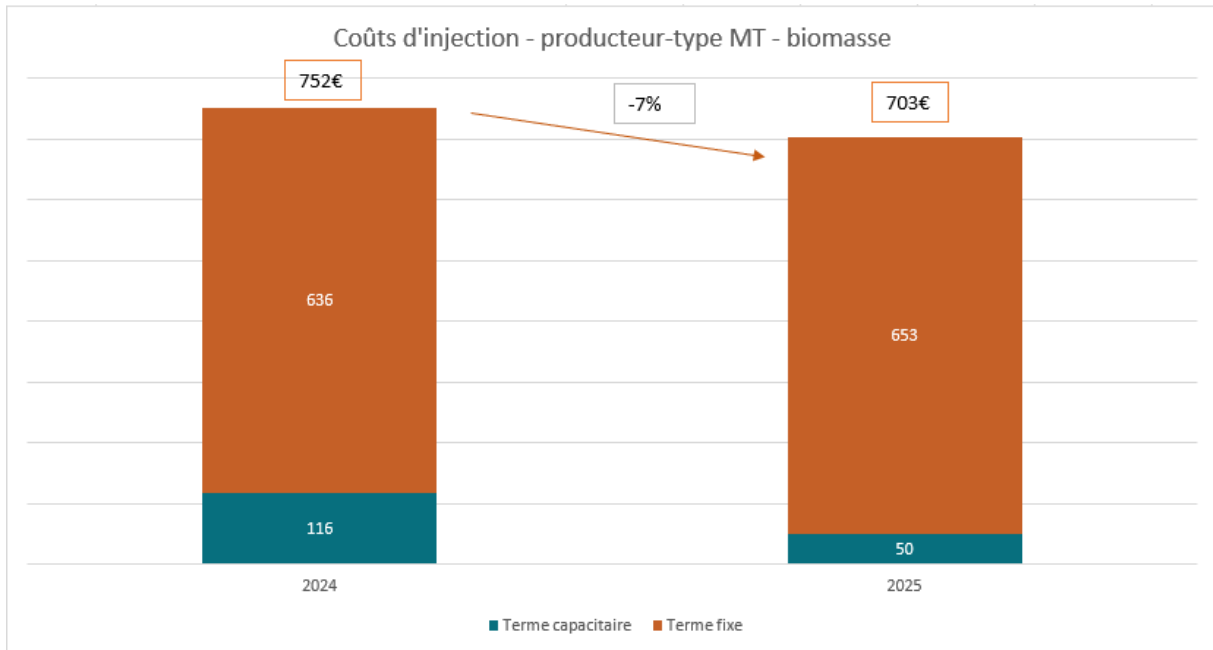
Sur la base des grilles tarifaires de la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2025 d'ORES Assets et des profils-types de producteur tels que définis à l'article 97 de la méthodologie tarifaire, les graphiques suivants montrent l'évolution des coûts de distribution (injection)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

GRAPHIQUE 10 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION DES ANNEES 2024 ET 2025 POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TMT EOLIEN (22 GWH – 10 MW – 2.200H – 0% AUTOCONSOMMATION)



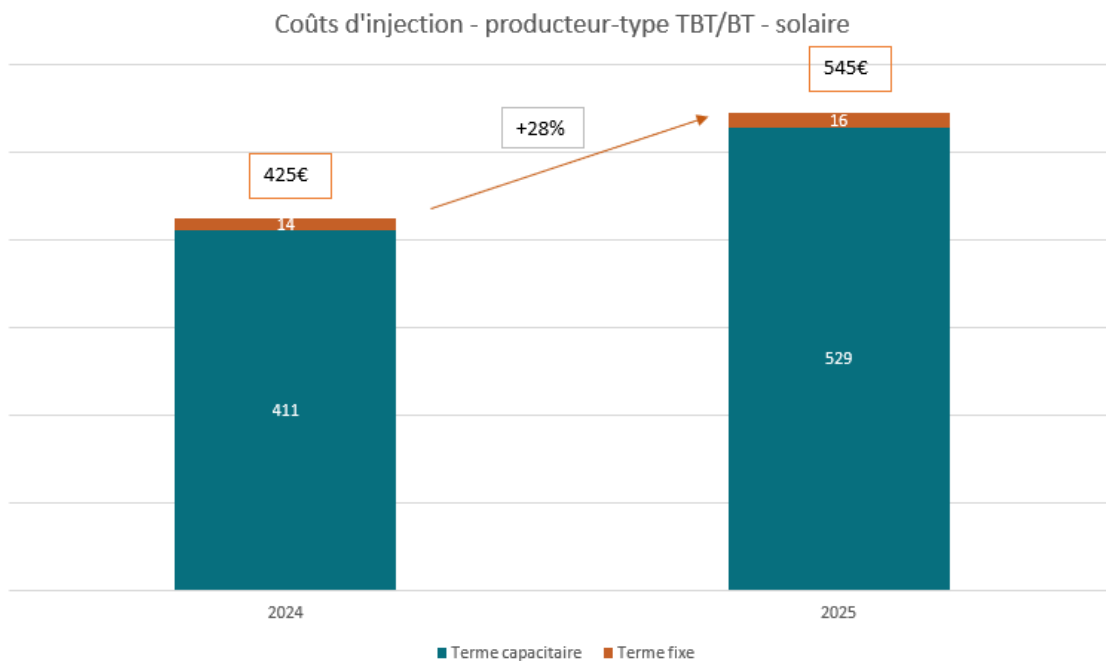
L'augmentation des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client-type producteur TMT éolien s'élève à 1.302€ soit +31%.

GRAPHIQUE 11 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION DES ANNEES 2024 ET 2025 POUR UN PRODUCTEUR-TYPE MT BIOMASSE (7.820 MWH – 1.15 MW – 6.800 H – 50% AUTOCONSOMMATION)



La diminution des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client-type producteur MT biomasse s'élève à -49€ soit -7%.

GRAPHIQUE 12 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION DES ANNEES 2024 ET 2025 POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TBT/BT SOLAIRE (142.500 KWH – 150 KW – 950 H – 78% AUTOCONSOMMATION)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2024 et 2025 pour le client-type producteur TBT/BT solaire s'élève à +120€ soit +28%.

5.3.1.1. 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 :

- a. Le terme fixe a été calculé sur la base d'une moyenne pondérée du terme fixe appliqué pour le prélèvement par niveau de tension en Région wallonne ;
- 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 en a.

Les GRD ont appliqué la même méthode de calcul pour déterminer les tarifs d'injection de l'année 2025.

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

- les termes fixes prélèvement 2024 par niveau de tension ;

TABLEAU 7 TERME FIXE MOYEN 2024

<u>Terme fixe du GRD €/an</u>	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 ORES Assets adoptée par la CWaPE le 28 mars 2024 référencée CD-24c28-CWaPE-0889 ;

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

Vu la proposition adaptée de tarifs périodiques 2025 déposée par ORES Assets auprès de la CWaPE le 24 septembre 2024 ;

Vu la demande d'affectation du solde régulatoire non affecté qui représente une dette tarifaire de 11.849.845€ formulée par ORES Assets à travers la proposition adaptée de tarifs périodiques 2025 du 24 septembre 2024 ;

Vu la demande d'affectation anticipative du solde régulatoire électricité de l'année 2023 rapporté qui représente une créance tarifaire de 131.698.584€ ;

Vu les informations complémentaires transmises par ORES Assets le 24 septembre 2024 ;

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 ;

Considérant que les motifs invoqués par ORES pour justifier la demande d'affectation anticipative d'une partie du solde régulatoire 2023 sont pertinents ;

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

Considérant que la période d'affectation du solde régulatoire électricité non affecté et de la quote-part du solde régulatoire 2023 a 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 qu'il ressort de l'analyse de la CWaPE, que la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2025 de ORES Assets 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 :

- **d'affecter un montant de 2.369.989€ correspondant à 20% du montant résiduel du solde régulatoire électricité non affecté qui s'élève à 11.849.945€ (passif régulatoire) aux tarifs de distribution d'électricité de l'année 2025 ;**
- **d'affecter un acompte régulatoire de -26.252.804€ correspondant à 20% du solde régulatoire électricité de l'année 2023 qui s'élève à 131.698.584€ (actif régulatoire) après déduction du solde régulatoire relatif à Couvin (-434.562€) 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 ORES Assets déposée le 24 septembre 2024 ;**

L'affectation d'un acompte régulatoire sur le solde régulatoire 2023 aux tarifs 2025 ne constitue en aucun cas une approbation, même partielle, ni du solde régulatoire électricité de l'année 2023 ni du solde régulatoire relatif au réseau de Couvin transféré à l'AIESH au 1/01/2024.

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 ORES Assets applicables du 01.01.2025 au 31.12.2025
- **Annexe II :** Tarifs périodiques d'injection d'électricité de ORES Assets applicables du 01.01.2025 au 31.12.2025

Tarifs périodiques de distribution d'électricité

- Prélèvement -

ORES ASSETS

Période de validité : du 01.01.2025 au 31.12.2025

	Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT		
		Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	Avec facturation du terme capacitaire	Sans facturation du terme capacitaire	
								Uniquement les raccordements > 56 kVA	Tous les raccordements	
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution										
A. Terme capacitaire										
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe, excepté les raccordements BT ≤ 56 kVA										
Pointe annuelle	EUR/kW	E210	0,1592775	-	1,4635602	-	2,0100949	-	3,1637858	-
Pointe mensuelle	EUR/kW	E210	0,3185549	-	2,9271203	-	4,0201898	-	6,3275716	-
B. Terme prosumer										
Tarif prosumer	(EUR/kWe)	E260	-	-	-	-	-	-	-	82,0391498
C. Terme fixe										
	(EUR/an)	E270	860,21		626,07		376,66		13,06	
D. Terme proportionnel										
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0081675	0,0852711
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0001552	0,0001552	0,0049578	0,0049578	0,0099626	0,0099626	0,0081675	0,0916010
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0000809	0,0000809	0,0027582	0,0027582	0,0053075	0,0053075	0,0081675	0,0460577
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0081675	0,0344696
II. Tarif pour les Obligations de Service Public										
	(EUR/kWh)	E215	0,0010366		0,0010578		0,0010798		0,0054025	
III. Tarif pour les surcharges										
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0033765		0,0033765		0,0033765		0,0033788	
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0002866		0,0011394		0,0020019		0,0048721	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000354		0,0000361		0,0000368		0,0000388	
IV. Tarif pour les soldes régulateurs										
	(EUR/kWh)	E410	0,0001855		0,0026428		0,0026976		0,0028443	

20240924

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 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.
- Pour les clients T-MT, MT et T-BT, un coefficient de dégressivité sera intégré dans le calcul du terme capacitaire. Toutefois, son effet diminue progressivement de façon à disparaître au 1er janvier 2030 via le paramètre de progression.

Coéfficient de dégressivité (E1): $0,1+(796,5/(885+kW))$

Paramètre de progression i (i = {2025... 2030}) : 2025=83,33%; 2026=66,67%; 2027=50%; 2028=33,33%; 2029=16,67%; 2030=0% (fin de l'application du E1)

Application du paramètre de progression : $kW + (E1 \times kW - kW) \times$ Paramètre de progression i

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

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

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

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

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

- 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 (reprise sous le code de globalisation E216 en distribution et E526 en transport) . Aucune réduction n'est applicable à l'électricité prélevée résiduelle.

Pour les URDs raccordés au niveau de tension BT

- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :
 - a) Les heures associées aux heures creuses sont entre 22 heures et 7 heures et le week-end du vendredi à 22h au lundi à 7h avec une particularité pour les communes ci-dessous pour lesquelles les heures creuses s'étendent de 21h à 6h et le week-end s'étend du vendredi à 21h au lundi à 6h.

Communes : 1315 Glimes, Opprebais, Piétrebais, Roux-Miroir, 1320 Beauvechain, 1350 Orp-Jauche, 1357 Héléchine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembais-Saint-Trond, Thorembais-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4827 Lincent, 7750 Mont-de-l'Enclus, 7760 Celles, Escanaffles, Pottes, 7780, 7781, 7782, 7783, 7784 Comines-Warneton, 7890 Ellezelles, 7910 et 7912 Frasnes (Anvaing, Arc-Ainières, Wattripont, Saint-Sauveur et Dergneau)

- b) Les heures pleines sont les périodes non mentionnées en a)

- Les horaires pour le compteur exclusif de nuit varient en fonction de votre lieu de résidence et de votre installation. De façon très générale, le compteur exclusif de nuit fonctionne entre 22 heures et 7 heures ou entre 23 heures et 8 heures. Pour connaître la plage de fonctionnement de votre compteur exclusif de nuit, nous vous invitons à nous contacter [via le formulaire repris sur notre site](#).

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

- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :
 - a) Les heures associées aux heures creuses sont entre 22 heures et 7 heures, le week-end du vendredi à 22h au lundi à 7h et les jours fériés avec une particularité pour les communes ci-dessous pour lesquelles les heures creuses s'étendent de 21h à 6h, le week-end s'étend du vendredi à 21h au lundi à 6h et les jours fériés.

Communes : 1315 Glimes, Opprebais, Piétrebais, Roux-Miroir, 1320 Beauvechain, 1350 Orp-Jauche, 1357 Héléchine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembais-Saint-Trond, Thorembais-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4827 Lincent, 7750 Mont-de-l'Enclus, 7760 Celles, Escanaffles, Pottes, 7780, 7781, 7782, 7783, 7784 Comines-Warneton, 7890 Ellezelles, 7910 et 7912 Frasnes (Anvaing, Arc-Ainières, Wattripont, Saint-Sauveur et Dergneau)

- b) Les heures pleines sont les périodes non mentionnées en a)

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

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 au cours d'une année civile. Toutefois, afin d'appliquer cette notion, une correction et un remboursement qui en découle seront réalisées au cours du mois de janvier de l'année Y+1.

IV. Tarif pour les soldes régulateurs

Tarifs périodiques de distribution d'électricité**- Injection -****ORES ASSETS**

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

20240924

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 ;