



Date du document : 26/06/2025

DÉCISION

CD-25f26-CWaPE-1121

PROPOSITION DE TARIFS PÉRIODIQUES DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ 2026-2029 DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU 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 régulatoire 2025-2029

Table des matières

1.	BASE LEGALE	6
2.	HISTORIQUE DE LA PROCEDURE	7
3.	RESERVES	8
4.	RESERVES SPECIFIQUES	8
4.1.	<i>Adoption effective de l'arrêté portant modification de la subvention du 28 mars 2024</i>	8
5.	PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029	9
5.1.	<i>Revenus autorisés approuvés</i>	9
5.2.	<i>Proposition d'affectation des soldes régulatoires</i>	10
5.2.1.	Récapitulatif des soldes régulatoires non affectés	10
5.2.2.	Proposition d'affectation des soldes régulatoires non affectés dans le revenu autorisé 2026-2029	10
5.3.	<i>Revenus autorisés adaptés des années 2026 à 2029</i>	11
5.4.	<i>Évolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029</i>	12
5.4.1.	Les charges nettes contrôlables	13
5.4.2.	Les charges nettes non-contrôlables	14
5.4.3.	Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	16
5.4.4.	La marge équitable	17
5.4.5.	La quote-part des soldes régulatoires	17
6.	PROPOSITION DE TARIFS PERIODIQUES ELECTRICITE 2026-2029	18
6.1.	<i>Contrôles effectués</i>	18
6.1.1.	Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé des années 2026 à 2029	20
6.1.2.	Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement	21
6.1.3.	Les tarifs périodiques de distribution – injection	25
6.1.4.	Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution des années 2026-2029	26
6.2.	<i>Évolution des tarifs périodiques de prélèvement</i>	28
6.2.1.	Évolution des revenus autorisés	28
6.2.2.	Évolution des volumes et des puissances	28
6.2.3.	Évolution des coûts de distribution par client-type	35
6.3.	<i>Évolution des tarifs périodiques d'injection</i>	49
6.3.1.	Évolution des capacités d'injection	49
6.3.2.	Évolution des coûts de distribution par client-type	50
7.	DECISION	52
8.	voie de recours	54
9.	ANNEXES	55

Index tableaux

Tableau 1	Synthèse des revenus autorisés 2025-2029 approuvés	9
Tableau 2	Synthèse des soldes régulatoires non affectés	10
Tableau 3	Proposition d'affectation du solde régulatoire.....	10
Tableau 4	calcul de la marge équitable.....	17
Tableau 5	Réconciliation recettes budgétées et revenu autorisé 2025.....	20
Tableau 6	Contrôle du calcul du terme prosumer	22
Tableau 7	Répartition des revenus autorisés 2026-2029 par niveau de tension	26

Index graphiques

GRAPHIQUE 1	IMPACT DE L'AFFECTATION DES SOLDES REGULATOIRES SUR LE REVENU AUTORISE 2026-2029	11
GRAPHIQUE 2	ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISE ENTRE 2025 ET 2029	12
GRAPHIQUE 3	ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES CONTROLABLES ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)	13
GRAPHIQUE 4	ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON-CONTROLABLES HORS OSP ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)	14
GRAPHIQUE 5	ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON-CONTROLABLES OSP ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)	15
GRAPHIQUE 6	ÉVOLUTION DES CHARGES RELATIVES AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)	16
GRAPHIQUE 7	ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT (HORS TRANSIT ET PERTES EN RÉSEAU) EXPRIMÉS EN GWH	28
GRAPHIQUE 8	ÉVOLUTION DES PUISSANCES DE PRÉLÈVEMENT (POINTE HISTORIQUE) EXPRIMÉES EN KW	33
GRAPHIQUE 9	ÉVOLUTION DES PUISSANCES DE PRÉLÈVEMENT (POINTE MENSUELLE) EXPRIMÉES EN KW	33
GRAPHIQUE 10	SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T-MT (50 GWH – 8,3 MW)	35
GRAPHIQUE 11	SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE MT (2 GWH – 333 KW)	36
GRAPHIQUE 12	SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T-BT (30 000 KWH – 5,3 KW)	37
GRAPHIQUE 13	SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_DB) – TARIF MONOHORAIRE ET TARIF IMPACT	38
GRAPHIQUE 14	SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNÉE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_DB) – TARIF MONOHORAIRE ET TARIF IMPACT	38
GRAPHIQUE 15	SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_DC) – TARIF BI-HORAIRE ET TARIF IMPACT	40
GRAPHIQUE 16	SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNÉE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_DC) – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT	40
GRAPHIQUE 17	SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE BORNE DE RECHARGE DE 3,7 KW POUR VÉHICULE ÉLECTRIQUE – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT	42

GRAPHIQUE 18	SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNEE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE BORNE DE RECHARGE DE 3,7 KW POUR VEHICULE ELECTRIQUE – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT	42
GRAPHIQUE 19	SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE A CHALEUR – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT	44
GRAPHIQUE 20	SIMULATIONS DES COUTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNEE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE A CHALEUR – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT	44
GRAPHIQUE 21	ÉVOLUTION DES CAPACITES D'INJECTION SUR LE RESEAU DE DISTRIBUTION EXPRIMES EN GWH	49
GRAPHIQUE 22	SIMULATIONS DES COUTS D'INJECTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TMT EOLIEN (22 GWH – 10 MW – 2.200H – 0 % AUTOCONSOMMATION) ..	50
GRAPHIQUE 23	SIMULATIONS DES COUTS D'INJECTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR UN PRODUCTEUR-TYPE MT BIOMASSE (7.820 MWH – 1.15 MW – 6.800 H – 50 % AUTOCONSOMMATION) ..	51
GRAPHIQUE 24	SIMULATIONS DES COUTS D'INJECTION DES ANNEES 2025 A 2029 POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TBT/BT SOLAIRE (142.500 KWH – 150 KW – 950 H – 78 % AUTOCONSOMMATION) ..	51

1. BASE LEGALE

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

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

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

2. HISTORIQUE DE LA PROCEDURE

1. En date du 28 mars 2024, la CWaPE a approuvé, à travers la décision référencée CD-24c28-CWaPE-0889, la proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée le 19 mars 2024 par le gestionnaire de réseau de distribution ORES Assets.
2. Le 27 juin 2024, la CWaPE a approuvé les lignes directrices relatives à la structure tarifaire applicable aux utilisateurs de réseau de distribution basse tension en Région wallonne pour les années 2026 à 2029.
3. En date du 15 novembre 2024, la CWaPE a accusé réception de la proposition de tarifs périodiques électricité 2026-2029 d'ORES Assets sous la forme du modèle de rapport et de ses annexes.
4. En date du 21 novembre 2024, ORES a présenté à la CWaPE, lors d'une réunion, les éléments importants de la proposition de tarifs périodiques électricité 2026-2029.
5. En date du 31 janvier 2025, en application de l'article 127, § 3, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a adressé, au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, ses questions complémentaires.
6. En date du 20 février 2025, la CWaPE a approuvé, à travers la décision référencée CD-25b20-CWaPE-1042, la demande de révision du revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée le 31 janvier 2025 par ORES Assets à la suite d'un déploiement généralisé des compteurs communicants au 31 décembre 2029.
7. En date du 3 avril 2025, la CWaPE a approuvé, à travers la décision référencée CD-25d03-CWaPE-1056, la demande de révision du Revenu Autorisé électricité 2025-2029 introduite le 14 mars 2025 par ORES Assets suite à la réallocation potentielle d'un subside octroyé le 28 mars 2024 par le Gouvernement Wallon.
8. En date du 15 avril 2025 et conformément à l'article 127, § 4, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, ORES 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 2026-2029.
9. Une réunion a été organisée en date du 16 avril 2025 au cours de laquelle ORES a exposé les modifications apportées à sa proposition de tarifs périodiques 2026-2029.
10. 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 2026-2029 déposée le 15 avril 2025 par le gestionnaire de réseau de distribution ORES Assets.

3. RESERVES

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. RESERVES SPECIFIQUES

4.1. Adoption effective de l'arrêté portant modification de la subvention du 28 mars 2024

Pour établir la proposition tarifaire faisant l'objet de la présente décision, ORES Assets s'est basé sur le revenu autorisé approuvé à travers la décision d'approbation du 3 avril 2025 relative à la demande de révision du revenu autorisé 2025-2029 introduite par ORES Assets le 14 mars 2025.

Cette décision avait toutefois été adoptée sous la condition suspensive de l'adoption effective, par le Gouvernement wallon, d'un arrêté portant modification de la subvention octroyée le 28 mars 2024 selon les modalités (montants et dépenses concernées) prises en compte par ORES Assets pour formuler sa demande de révision du revenu autorisé.

Au moment de l'adoption de la présente décision, l'arrêté du Gouvernement wallon portant modification de la subvention n'a pas encore été adopté, de sorte que la décision du 3 avril 2025 ne peut encore être considérée comme effective.

Dans la mesure où il est fort probable que la condition suspensive assortissant cette décision soit levée d'ici le 1^{er} janvier 2026 et où l'impact de cette décision sur le niveau des tarifs à approuver est marginal, la CWaPE a cependant considéré qu'il n'était pas nécessaire de remettre en question la proposition tarifaire pour ce seul motif.

La présente décision ne pourrait toutefois pas être interprétée comme revenant sur la condition suspensive prévue dans la décision du 3 avril 2025 ou comme considérant que celle-ci est levée. Le cas échéant, dans l'hypothèse où la condition suspensive ne serait finalement pas levée avant le 31 décembre 2026, les conséquences de la prise en compte de la décision du 3 avril 2025 devraient être régularisées à travers les soldes régulatoires.

5. PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029

5.1. 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 et révisés ensuite à travers la décision du 20 février 2025 référencée CD-25b20-CWaPE-1042 et la décision du 3 avril 2025 référencée CD-25d03-CWaPE-1056, est reprise dans le tableau suivant :

TABLEAU 1 SYNTHESE DES REVENUS AUTORISES 2025-2029 APPROUVE¹

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL
Charges nettes contrôlables	381.468.248	386.108.805	391.037.260	396.167.125	401.925.494	1.956.706.931
Charges nettes contrôlables autres	201.653.348	203.045.015	204.662.161	206.425.554	208.757.663	1.024.543.741
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	131.258.065	128.720.864	132.443.368	126.984.710	125.513.654	644.920.661
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	132.541.602	130.714.937	134.124.510	128.977.133	127.520.228	653.878.409
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	30.226.455	30.586.947	31.359.772	32.322.814	33.398.212	157.894.201
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	16.169.396	22.545.571	29.595.537	37.808.556	43.745.330	149.864.390
Charges nettes fixes	5.463.874	4.047.399	4.283.208	4.757.352	4.839.393	23.391.225
Charges nettes variables	10.705.522	18.498.173	25.312.330	33.051.204	38.905.938	126.473.165
Marge équitable	110.576.472	112.284.883	116.208.132	121.961.495	128.125.639	589.156.622
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	88.994.794	93.495.493	100.069.998	108.324.896	116.842.779	507.727.960
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	137.443	84.153	39.722	12.848	1.621	275.787
Quote-part des soldes régulatoires approuvés et affectés	0	0	0	0	0	0
Soldes régulatoires déjà affectés	0	0	0	0	0	0
TOTAL	639.472.181	649.660.124	669.284.296	682.921.886	699.310.117	3.340.648.604

Les revenus autorisés des années 2026 à 2029 approuvés n'incluent aucun solde régulatoire.

Le Revenu Autorisé présenté ci-dessus pour l'année 2025 ne correspond pas au Revenu Autorisé sous-jacent aux tarifs périodiques de distribution 2025 approuvés par la CWaPE le 29 novembre 2024 (décision référencée CD-24k29-CWaPE-1005). En effet, le Revenu Autorisé 2025 a été révisé deux fois à la hausse à travers les décisions du 20 février 2025 (décision référencée CD-25b20-CWaPE-1042) et du 3 avril 2025 (décision référencée CD-25d03-CWaPE-1056). L'écart entre le Revenu Autorisé 2025 initial et le Revenu Autorisé révisé est répercuté dans les tarifs de distribution des années 2026 et 2029 via le tarif pour soldes régulatoires (cfr section 5.2.2)

5.2. Proposition d'affectation des soldes régulatoires

5.2.1. Récapitulatif des soldes régulatoires non affectés

Les soldes régulatoires restant à affecter pour ORES Assets constituent une créance tarifaire de **104.562.785€** telle que détaillée dans le tableau suivant :

TABLEAU 2 *SYNTHESE DES SOLDES REGULATOIRES NON AFFECTES*

	Montant approuvé	Quote-part Couvin	Montant affecté dans les tarifs 2022-2023	Montant affecté dans les tarifs 2025	Montant résiduel
Solde régulatoire 2015	822.547		-493.528	-65.804	263.215
Soldes régulatoire 2016	663.208		-397.925	-53.057	212.226
Solde régulatoire 2017	-1.893.215	-11.781	5.162.831	-651.567	2.606.268
Solde régulatoire 2018	-11.118.236	-6.076	12.802.313	-335.600	1.342.401
Solde régulatoires 2019	-19.002.579	27.424	11.401.547	1.514.722	-6.058.886
Solde régulatoire 2020	-22.879.225	82.546		4.559.336	-18.237.343
Solde régulatoire 2021	-884.973	3.193		176.356	-705.424
Solde régulatoire 2022	925.898	-3.341		-184.511	738.046
Solde régulatoire 2023	-131.698.584	475.155		26.244.686	-104.978.743
Solde révision budget smart 2019-2023	36.741.283	-132.559		-7.321.745	29.286.979
Solde révision RA 2025 du 20.02.25	-8.012.708				-8.012.708
Solde révision RA 2025 du 3.04.25	-1.018.816				-1.018.816
TOTAL	-157.355.400	434.561	28.475.238	23.882.816	-104.562.785

5.2.2. Proposition d'affectation des soldes régulatoires non affectés dans le revenu autorisé 2026-2029

La proposition formulée par ORES Assets à travers la proposition de tarifs périodiques 2026-2029 du 15 avril 2025 est d'affecter 104.562.785€ à concurrence de 25% par an aux tarifs de distribution des années 2026 à 2029.

TABLEAU 3 *PROPOSITION D'AFFECTATION DU SOLDE REGULATOIRE*

Solde régulatoire non affecté	-€ 104.562.785
2026	€ 26.140.696
2027	€ 26.140.696
2028	€ 26.140.696
2029	€ 26.140.696
Solde régulatoire résiduel	€ 0

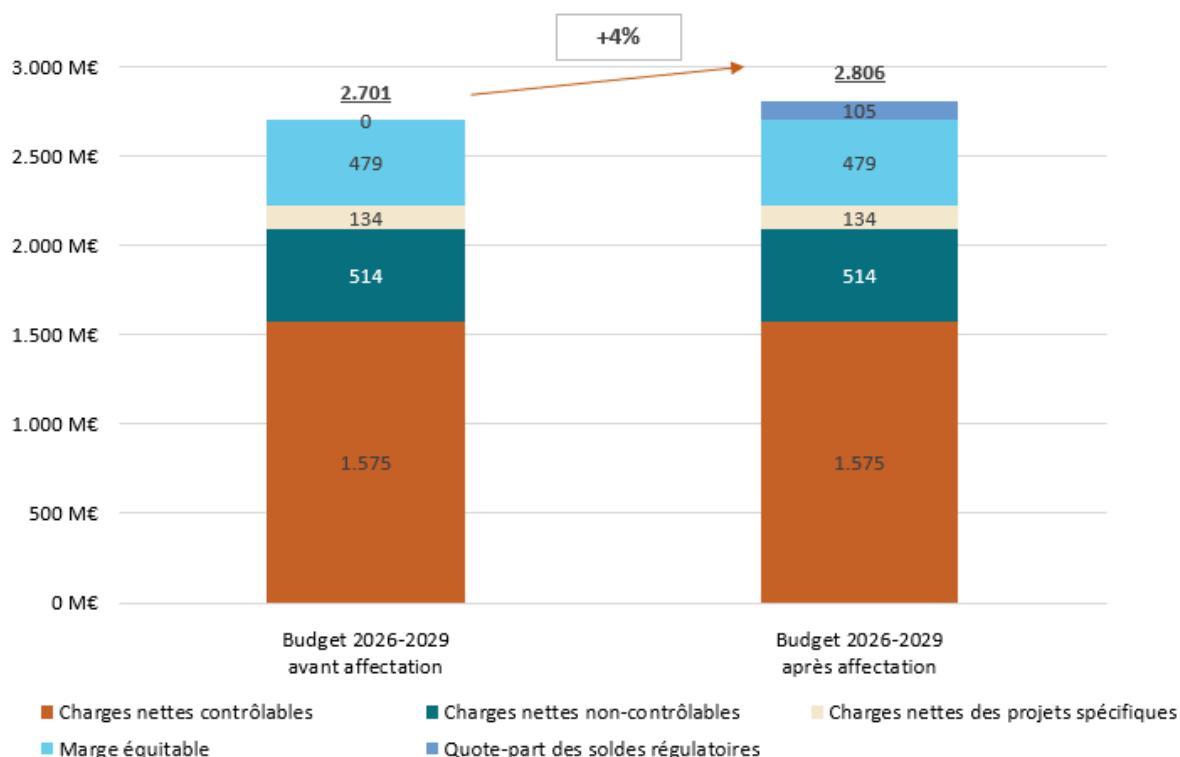
5.3. Revenus autorisés adaptés des années 2026 à 2029

Le revenu autorisé cumulé approuvé des années 2026 à 2029 s'élève à **2.701.176.423€**.

ORES Assets propose d'y ajouter des soldes régulatoires qui s'élève à **104.562.778 €**.

Le revenu autorisé cumulé des années 2026 à 2029 incluant la proposition d'affectation des soldes régulatoires d'ORES Assets s'élève à **2.805.739.203€** soit une **augmentation de 4 %** par rapport au revenu autorisé cumulé approuvé des années 2026 à 2029.

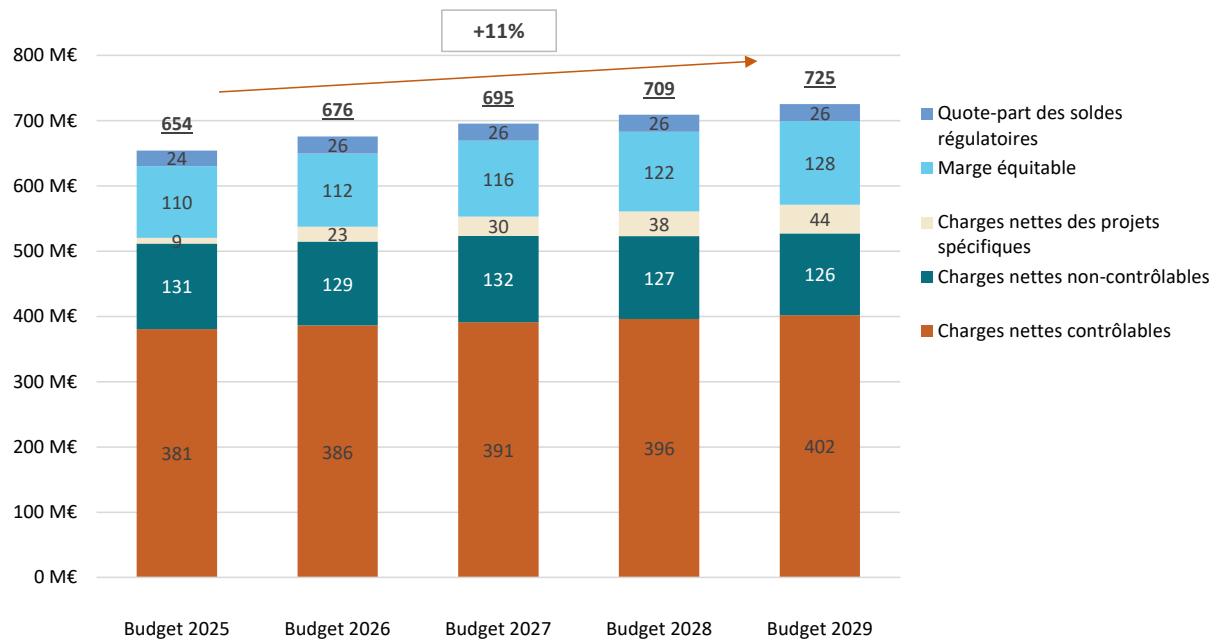
GRAPHIQUE 1 IMPACT DE L'AFFECTATION DES SOLDES RÉGULATOIRES SUR LE REVENU AUTORISÉ 2026-2029



5.4. Évolution du revenu autorisé entre 2025 et 2029

Le graphique ci-dessous montre l'évolution du revenu autorisé budgeté d'ORES Assets entre 2025 et 2029 (y incluse la proposition d'affectation des soldes régulatoires).

GRAPHIQUE 2 ÉVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ ENTRE 2025 ET 2029²



Le Revenu Autorisé présenté ci-dessous pour l'année 2025 correspond au Revenu Autorisé sous-jacent aux tarifs périodiques de distribution 2025 approuvés par la CWaPE le 29 novembre 2024 (décision CD-24k29-CWaPE-1005). Comme indiqué à la section 5.1, ce Revenu Autorisé diffère du Revenu Autorisé présenté dans le tableau 1 qui intègre les deux révisions du Revenu Autorisé 2025 du 20 février 2025 et du 3 avril 2025.

Par rapport au Revenu Autorisé ayant servi de base à la détermination des tarifs de l'année 2025, le revenu autorisé électricité de l'année 2026 d'ORES Assets est en augmentation de 21,5 M€, soit une hausse de l'ordre de 3 %.

Entre 2025 et 2029, le revenu autorisé d'ORES Assets augmente de 71 M€ soit une augmentation de 11 %.

² Pour l'explication de l'évolution entre le revenu autorisé 2025 et le revenu autorisé 2029, la CWaPE renvoie le lecteur à sa décision du 16 mai 2024 référencée CD-24e16-CWaPE-0936 et aux décisions de révision du 20 février 2025 référencée CD-25b20-CWaPE-1043 et du 3 avril 2025 référencée CD-25d03-CWaPE-1057.

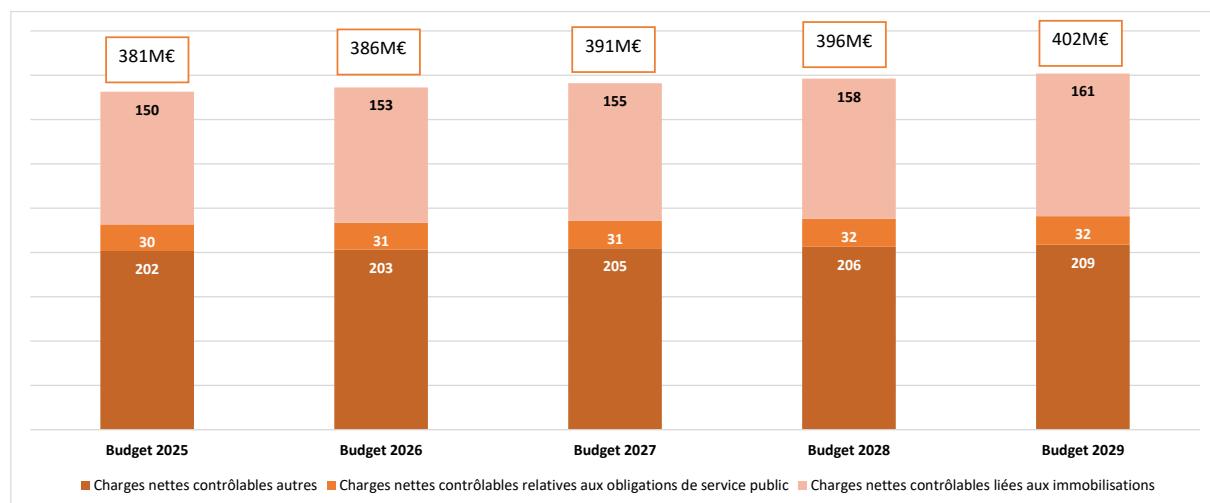
² Les charges nettes contrôlables autres incluent notamment les coûts de rémunération, les coûts des matériaux, des entrepreneurs, de咨询, les coûts informatiques ainsi que les coûts additionnels de transition.

5.4.1. Les charges nettes contrôlables

Les charges nettes contrôlables sont composées des charges nettes contrôlables liées aux immobilisations (40 %), des charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (8%) et des charges nettes contrôlables autres³ (52 %).

Le graphique suivant présente l'évolution des charges nettes contrôlables au cours de la période régulatoire 2025-2029.

GRAPHIQUE 3 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES CONTRÔLABLES ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)



Les charges nettes contrôlables **augmentent de 20 M€ (soit 5 %) entre 2025 et 2029.**

La méthodologie tarifaire définit le montant maximal annuel des charges nettes contrôlables des années 2025 à 2029. Le GRD a la liberté de proposer un budget de charges nettes contrôlables inférieur aux montants maximaux définis dans la méthodologie tarifaire.

Dans le cas d'ORES électricité, les charges nettes contrôlables budgétées sont inférieures aux montants maximaux et ce afin de tenir compte de la diminution des charges nettes contrôlables liée au transfert du réseau de Couvin d'ORES Assets vers l'AIESH au 1^{er} janvier 2024.

³ Les charges nettes contrôlables autres incluent notamment les coûts de rémunération, les coûts des matériaux, des entrepreneurs, de咨询, les coûts informatiques ainsi que les coûts additionnels de transition.

5.4.2. 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.

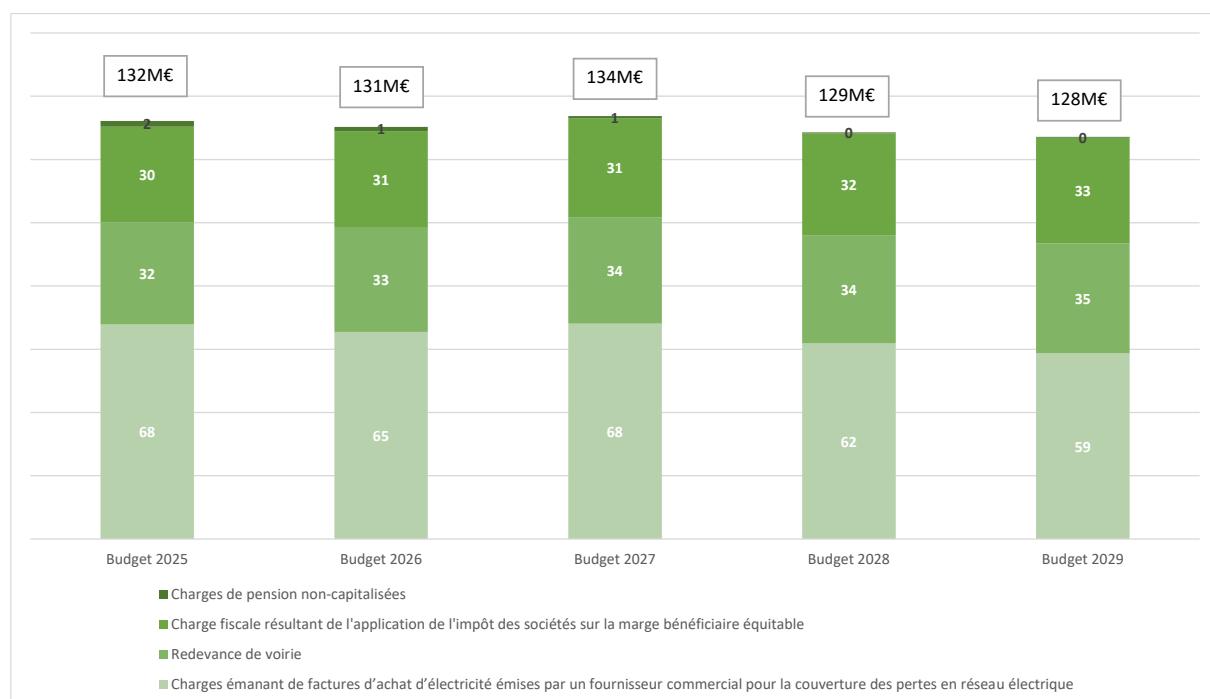
4.4.2.1. Les charges nettes non-contrôlables hors OSP

Les charges nettes non-contrôlables hors OSP sont composées :

- **des charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes** : elles évoluent en fonction du prix d'achat estimé et des volumes de pertes estimés par le GRD. ORES prévoit une diminution du prix d'achat d'électricité (-17%) mais une augmentation des volumes de pertes (+4%) liée à l'augmentation des volumes de prélèvement (+11%) sur son réseau.
- **de la redevance de voirie** : elle évolue entre 2025 et 2029 en fonction de l'indexation.
- **de la charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés** : elle évolue en fonction de la marge équitable estimée par le GRD.
- **des charges de pension non-capitalisées** : elles évoluent en fonction de l'amortissement des capitaux de pension.
- **des charges et produits de transit** : ils évoluent entre 2025 et 2029 en fonction de l'indexation.
- **des charges et produits issus du processus de réconciliation** : ORES n'a pas fait d'estimation car les produits et charges issus du processus de réconciliation sont par nature incertains.

Les charges nettes non-contrôlables hors OSP passent de 132 M€ en 2025 à 128 M€ en 2029 soit une diminution de 4 % sur la période régulatoire 2025-2029. Cette diminution provient essentiellement de la diminution des coûts d'achat de l'électricité pour la couverture des pertes et l'alimentation de la clientèle du GRD.

GRAPHIQUE 4 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON-CONTRÔLABLES HORS OSP ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)



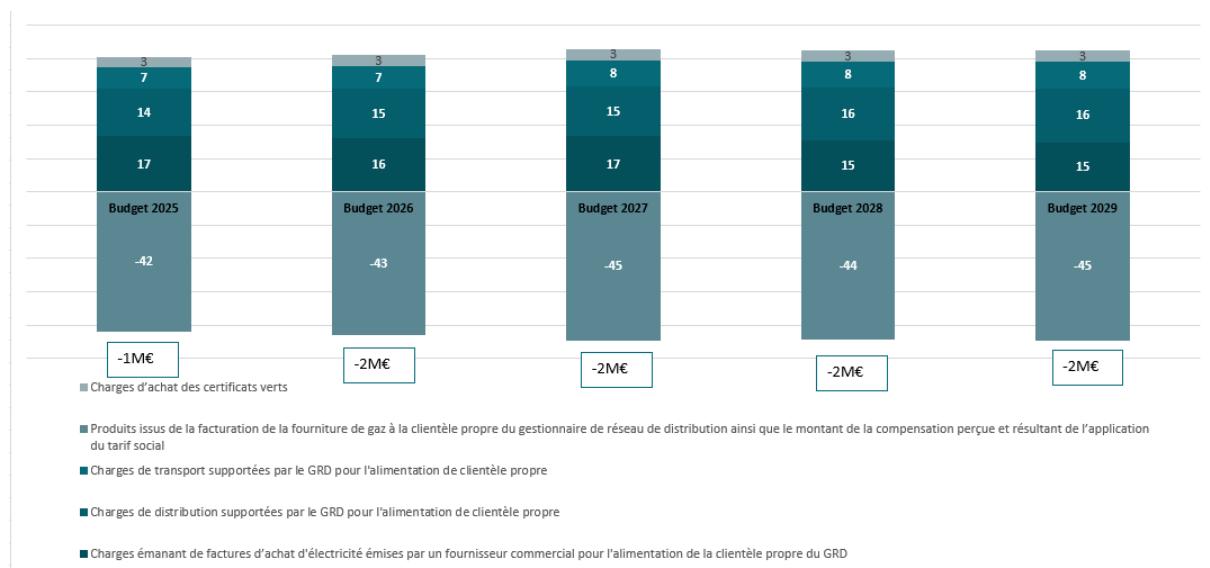
4.4.2.1. Les charges nettes non-contrôlables OSP

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 : elles évoluent en fonction du prix d'achat estimé et des volumes estimés par le GRD (nombre de clients protégés et clients sous fournisseur X). ORES prévoit une diminution du prix d'achat d'électricité (-17 %) mais une augmentation des volumes (+7 %) provenant de l'augmentation du nombre de clients protégés (+8 %) au cours de la période régulatoire.
- des charges de distribution pour l'alimentation de la clientèle du GRD : elles évoluent en fonction des tarifs de distribution et des volumes estimés par le GRD (nombre de clients protégés et clients sous fournisseur X).
- des charges de transport pour l'alimentation de la clientèle du GRD : elles évoluent en fonction des tarifs de transport et des volumes estimés par le GRD (nombre de clients protégés et clients sous fournisseur X).
- des charges d'achat des certificats verts pour l'alimentation de la clientèle du GRD : elles évoluent en fonction du prix d'achat estimé et des volumes estimés par le GRD (nombre de clients protégés et clients sous fournisseur X).
- des produits issus de la vente d'électricité à la clientèle du GRD : ils évoluent en fonction du tarif social, du prix maximum estimés et des volumes estimés par le GRD (nombre de clients protégés et clients sous fournisseur X).
- des charges et produits issus du processus de réconciliation : ORES n'a pas fait d'estimation car les produits et charges issus du processus de réconciliation sont par nature incertains.

Les charges nettes non-contrôlables OSP restent relativement stables (entre -1M€ et -2M€) au cours de la période régulatoire 2025-2029.

GRAPHIQUE 5 ÉVOLUTION DES CHARGES NETTES NON-CONTRÔLABLES OSP ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)



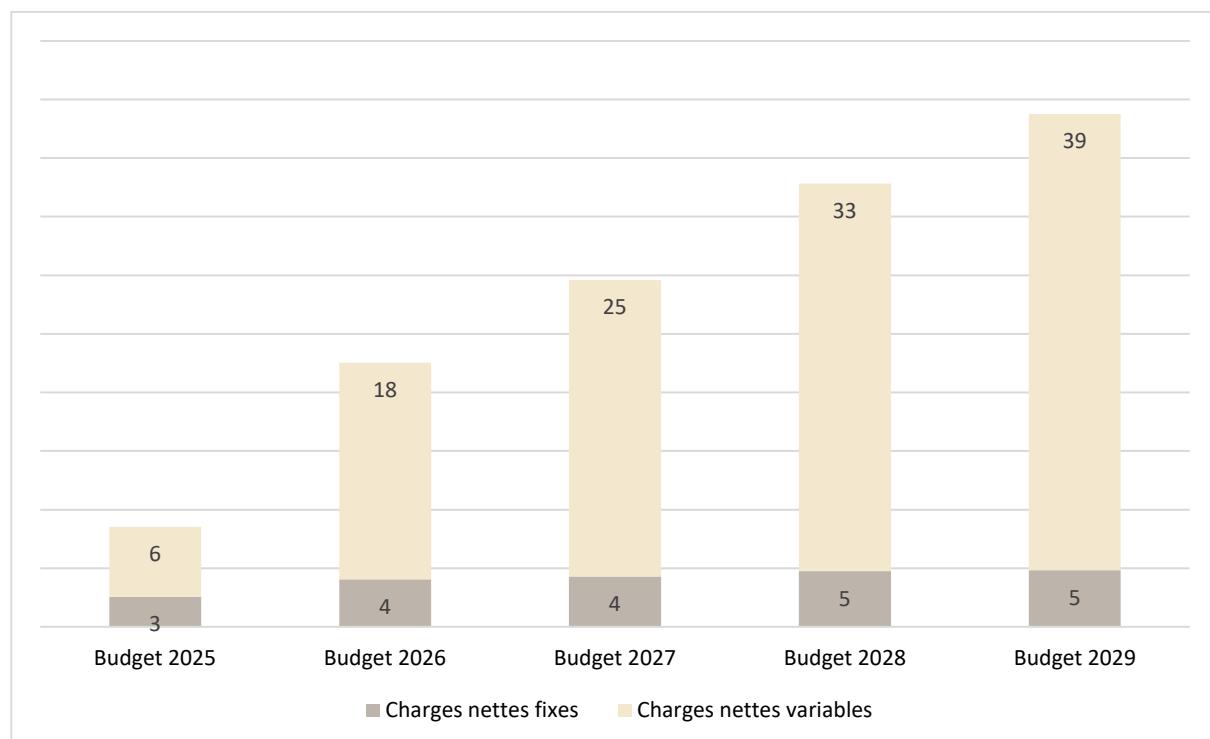
5.4.3. Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants

Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants s'élèvent à 155M€ pour la période régulatoire 2025-2029. Ces charges sont composées de charges liées aux immobilisations (charges d'amortissement et de désaffectation) et des charges opérationnelles (coûts IT, coûts de marketing, coûts de communication, etc).

ORES prévoit le placement de 1.255.371 compteurs communicants sur la période régulatoire 2025-2029 afin d'atteindre 1.563.735 compteurs communicants sur son réseau à fin 2029 soit 100 % du parc de compteurs basse tension.

Le graphique suivant montre l'évolution des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants au cours de la période régulatoire 2025-2029.

GRAPHIQUE 6 ÉVOLUTION DES CHARGES RELATIVES AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)



Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants augmentent de 35 M€ (soit 413 %) entre 2025 et 2029.

5.4.4. 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 EQUITABLE

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors PV réévaluation	4,027%	4,027%	4,027%	4,027%	4,027%
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la PV de réévaluation	4,027%	3,624%	3,222%	2,819%	2,416%
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	2.169.459.596	2.257.271.847	2.390.339.064	2.581.586.422	2.798.981.936
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	2.257.271.847	2.390.339.064	2.581.586.422	2.798.981.936	3.004.067.480
Valeur moyenne des actifs régulés	2.213.365.722	2.323.805.456	2.485.962.743	2.690.284.179	2.901.524.708
Valeur de la PV de réévaluation au 01/01/N	540.714.224	524.308.595	507.903.840	491.500.940	475.099.616
Valeur de la PV de réévaluation au 31/12/N	524.308.595	507.903.840	491.500.940	475.099.616	458.700.467
Valeur moyenne de la PV réévaluation	532.511.410	516.106.218	499.702.390	483.300.278	466.900.042
Marge équitable applicable sur la RAB hors PV de réévaluation	89.132.238	93.579.646	100.109.720	108.337.744	116.844.400
Marge équitable applicable sur la PV de réévaluation	21.444.234	18.705.238	16.098.412	13.623.752	11.281.239
Marge équitable totale	110.576.472	112.284.883	116.208.132	121.961.495	128.125.639

La marge équitable totale s'élève à 110 M€ en 2025 et à 128€ en 2029 **soit une augmentation de 18 M€ (soit 16 %) entre 2025 et 2029.**

La valeur des actifs régulés du GRD évolue en fonction notamment des investissements⁴, des désinvestissements et des charges d'amortissement.

5.4.5. La quote-part des soldes régulatoires

Le tableau suivant reprend le montant des soldes régulatoires intégré dans les revenus autorisés 2025 à 2029 :

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Montant du solde régulatoire affecté dans le Revenu Autorisé	23.882.815	26.140.695	26.140.695	26.140.695	26.140.695

⁴ 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.

6. PROPOSITION DE TARIFS PERIODIQUES ELECTRICITE 2026-2029

6.1. Contrôles effectués

Sur la base de la proposition de tarifs périodiques de distribution 2026-2029, 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 2026-2029 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, ainsi qu'aux lignes directrices référencées CD-24f27-CWaPE-0055 relatives à la structure tarifaire applicable aux utilisateurs du réseau de distribution basse tension en Région wallonne pour les années 2026 à 2029 (ci-après les lignes directrices), notamment :

- Les tarifs périodiques de distribution sont présentés conformément aux grilles tarifaires définies par la CWaPE ;
- Les tarifs assurent une stabilité des coûts de distribution pour les utilisateurs de réseau de distribution (cf. 6.2. Évolution tarifaire pour un client-type de chaque niveau de tension) ;
- Les recettes des tarifs annuels de prélèvement et d'injection des années 2026 à 2029 couvrent respectivement le revenu autorisé annuel correspondant (cf. 6.1.1. 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. 6.1.4. Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution) ;
- 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.
- La CWaPE constate que ORES Assets n'a pas dérogé aux principes d'établissement des tarifs applicables aux utilisateurs du réseau de distribution basse tension (catégories 2 et 3) repris dans les lignes directrices référencées CD-24f27-CWaPE-0055, tels que, notamment, la fixation des tarifs qui composent le terme capacitaire de la configuration tarifaire incitative à 0€/kW, les tensions tarifaires applicables aux tarifs qui composent le terme proportionnel du tarif pour

l'utilisation du réseau de distribution, aussi bien pour la configuration tarifaire standard que incitative, ou encore la hauteur du terme fixe.

Des contrôles spécifiques par catégorie de tarifs ont également été développés et sont présentés dans la suite de ce document (cf. 6.1.2. Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement, 6.1.3. Les tarifs périodiques de distribution – injection).

6.1.1. Réconciliation entre les recettes budgétées et le revenu autorisé des années 2026 à 2029

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 2026-2029 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 5 RÉCONCILIATION RECETTES BUDGÉTÉES ET REVENU AUTORISÉ 2026-2029

BUDGET 2026													
Intitulé	TOTAL			TMT			MT			TBT			
	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	
Prélèvements	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	550.610.826	550.610.767	59	1.395.026	1.395.038	-12	54.394.303	54.394.257	46	12.958.321	12.958.332	-11
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	32.559.343	32.559.295	48	1.294.911	1.294.895	16	3.016.498	3.016.529	-31	378.594	378.608	-14
	III. Tarif pour les surcharges	63.871.716	63.871.865	-149	4.617.543	4.617.593	50	12.929.677	12.929.500	172	1.550.014	1.549.998	17
	Redevance de voirie	32.916.306	32.916.209	95	4.192.359	4.192.319	40	9.451.795	9.451.704	91	827.985	827.977	8
	Impôts sur le revenu	30.586.947	30.587.024	-77	381.778	381.836	-58	3.376.768	3.376.670	99	709.346	709.346	-6
Injection	Autres impôts	368.465	368.432	-167	43.406	43.438	-32	101.113	101.132	-18	12.691	12.676	15
	IV. Tarif pour les soldes régulatoires	26.140.697	26.140.459	238	261.407	261.366	41	8.050.027	8.050.070	-43	1.010.338	1.010.346	-8
	TOTAL	673.182.582	673.182.386	196	7.568.887	7.568.892	-5	78.390.506	78.390.362	145	15.897.267	15.897.284	-17
	TOTAL	2.618.238	2.618.238	0	801.395	801.395	0	1.381.350	1.381.350	0	179.284	179.284	0
TOTAL													
TOTAL													

BUDGET 2027													
Intitulé	TOTAL			TMT			MT			TBT			
	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	
Prélèvements	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	567.505.348	567.505.361	7	1.410.500	1.410.500	27	53.921.723	53.921.761	-38	12.196.391	12.196.384	7
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	33.464.222	33.464.155	67	1.289.499	1.289.480	19	2.952.400	2.952.597	3	358.046	358.054	7
	III. Tarif pour les surcharges	65.237.035	65.236.941	94	4.601.544	4.601.473	71	12.661.494	12.661.378	117	1.443.560	1.443.549	12
	Redevance de voirie	33.508.793	33.508.499	299	4.174.363	4.174.353	10	9.248.505	9.248.482	23	765.492	765.490	2
	Impôts sur le revenu	31.399.772	31.359.899	-127	384.721	384.666	54	3.315.768	3.315.700	68	666.283	666.283	-4
Injection	Autres impôts	368.465	368.543	-78	42.466	42.454	6	97.222	97.196	26	11.790	11.775	14
	IV. Tarif pour les soldes régulatoires	26.140.697	26.140.702	-6	261.407	261.366	41	7.717.779	7.717.673	107	935.837	935.840	-3
	TOTAL	692.347.321	692.347.158	163	7.562.977	7.562.819	158	76.853.597	76.853.408	180	14.933.834	14.933.826	8
	TOTAL	3.077.671	3.077.671	0	909.186	909.186	0	1.629.732	1.629.732	0	221.799	221.799	0
TOTAL													
TOTAL													

BUDGET 2028													
Intitulé	TOTAL			TMT			MT			TBT			
	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	
Prélèvements	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	578.770.609	578.770.644	-34	1.436.296	1.436.314	-18	52.305.012	52.305.103	-91	11.355.839	11.355.839	0
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	33.464.222	33.464.155	67	1.289.499	1.289.480	19	2.952.400	2.952.597	3	358.046	358.054	7
	III. Tarif pour les surcharges	66.803.235	66.803.246	390	4.576.087	4.576.001	86	12.414.804	12.414.609	197	1.343.551	1.343.537	14
	Redevance de voirie	34.111.956	34.112.003	-47	4.141.066	4.141.006	61	9.031.982	9.031.850	133	702.849	702.878	10
	Impôts sur le revenu	32.322.814	32.322.457	357	393.552	393.526	26	3.289.331	3.289.232	99	630.040	630.037	3
Injection	Autres impôts	368.465	368.386	-79	41.468	41.469	-1	93.492	93.528	-33	10.923	10.922	1
	IV. Tarif pour les soldes régulatoires	26.140.697	26.140.366	330	261.407	261.366	41	7.399.124	7.399.006	119	864.465	864.465	8
	TOTAL	705.488.162	705.487.274	887	7.555.839	7.555.778	61	75.009.388	75.009.099	289	13.901.657	13.901.643	14
	TOTAL	3.574.421	3.574.421	0	1.020.601	1.020.601	0	1.887.285	1.887.285	0	274.404	274.404	0
TOTAL													
TOTAL													

BUDGET 2029													
Intitulé	TOTAL			TMT			MT			TBT			
	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	Coûts	Produits	Ecart	
Prélèvements	I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	592.294.255	592.294.154	101	1.391.159	1.391.131	-11	51.043.618	51.043.651	-33	10.553.834	10.553.833	1
	II. Tarif pour les Obligations de Service Public	34.410.022	34.410.340	-339	1.269.813	1.269.792	21	2.826.500	2.826.566	-63	316.900	316.896	4
	III. Tarif pour les surcharges	68.492.649	68.492.443	205	4.533.055	4.533.055	24	12.162.691	12.162.816	-124	1.245.415	1.245.397	-18
	Redevance de voirie	34.772.762	34.772.762	0	4.049.913	4.049.880	52	8.856.103	8.856.103	0	640.575	640.575	0
	Impôts sur le revenu	33.398.212	33.398.156	57	397.830	397.833	-12	3.256.467	3.256.467	-120	594.865	594.877	12
Injection	Autres impôts	368.465	368.415	-150	40.346	40.342	15	89.807	89.924	-117	10.069	10.083	-14
	IV. Tarif pour les soldes régulatoires	26.140.697	26.140.799	-102	261.407	261.366	41	7.083.345	7.083.318	26	794.142	794.142	12
	TOTAL	721.337.601	721.337.736	-135	7.455.459	7.455.383	75	73.116.154	73.116.149	-193	12.910.785	12.910.786	0
	TOTAL	4.113.213	4.113.213	0	1.135.730	1.135.730	0	2.152.883	2.152.883	0	339.474	339.474	0
TOTAL													
TOTAL													

6.1.2. Les tarifs périodiques de distribution – prélèvement

6.1.2.1. Le tarif pour l'utilisation du réseau

Le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution est bien déterminé, conformément aux articles 79 à 88 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 ainsi qu'aux lignes directrices référencées CD-24f27-CWaPE-0055 relatives à la structure tarifaire applicable aux utilisateurs du réseau de distribution basse tension en Région wallonne pour les années 2026 à 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 capacitaire** de la configuration tarifaire incitative est composé du tarif de base et du tarif pour la puissance supplémentaire, lesquels sont fixés à 0€/kW pour les années 2026 à 2029.
- **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 distribution⁵ et les tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport⁶ 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) :

⁵ Pour le terme proportionnel relatif au tarif pour l'utilisation du réseau de distribution, le tarif applicable aux « heures normales » est pris en considération.

⁶ 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.

TABLEAU 6 CONTROLE DU CALCUL DU TERME PROSUMER

	2026	2027	2028	2029
Hypothèse de production en (kWh/kWe)	1.000	1.000	1.000	1.000
Coefficient (100%-40,26%)	59,74%	59,74%	59,74%	59,74%
Tarif de prélèvement BT (EUR/kWh) Distribution	0,10851	0,11203	0,11398	0,11500
Tarif de prélèvement BT (EUR/kWh) Transport	0,02705	0,02944	0,02944	0,02944
Tarif attendu (EUR/kWe)	80,98	84,51	85,68	86,29
Tarif proposé (EUR/kWe)	80,98	84,51	85,68	86,29
Différence observée	0,00	0,00	0,00	0,00

- Le **terme fixe** est exprimé en EUR/an et varie en fonction du niveau de tension.
- Le **terme proportionnel** est exprimé en EUR/kWh et est fonction de l'énergie active prélevée par l'utilisateur de réseau sur le réseau de distribution, de la plage horaire au sein de laquelle cette énergie est prélevée, 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 configuration tarifaire dite « standard » ou une configuration tarifaire dite « incitative » :
 - Dans le cas de la configuration tarifaire standard, le terme proportionnel est différencié selon 2 plages horaires (configuration tarifaire standard bihoraire) ou 1 plage horaire (configuration tarifaire standard monohoraire). La CWaPE a vérifié que les heures associées aux plages horaires de la tarification standard bihoraire soient précisées dans les modalités d'application et de facturation des grilles tarifaires du GRD pour les années 2026 à 2029. Les plages horaires de la tarification standard bihoraire du GRD correspondent aux plages horaires définies par la CWaPE dans ses lignes directrices.
 - Dans le cas de la configuration tarifaire incitative, appelée IMPACT dans les grilles tarifaires du GRD, le terme proportionnel est différencié selon trois plages horaires tarifaires. La CWaPE a vérifié que les heures associées aux plages horaires tarifaires de la tarification incitative soient précisées dans les modalités d'application et de facturation des grilles tarifaires du GRD pour les années 2026 à 2029. Les plages horaires tarifaires de la tarification incitative du GRD correspondent aux plages horaires tarifaires définies par la CWaPE dans ses lignes directrices.

- Les tensions tarifaires établies par le GRD entre les différents tarifs composant le terme proportionnel sont identiques aux tensions tarifaires définies par la CWaPE dans ses lignes directrices.
- 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, lequel est identique au tarif des heures creuses de la configuration tarifaire standard bihoraire, conformément aux lignes directrices. 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).

6.1.2.2. 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 incomptant au gestionnaire de réseau de distribution, déduction faite des coûts déjà affectés aux niveaux de tension supérieurs.

6.1.2.3. 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.

6.1.2.4. 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.

6.1.3. 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.

6.1.4. Contrôle de la cohérence globale des tarifs périodiques de distribution des années 2026-2029

Sur la base de la proposition de tarifs périodiques de distribution d'électricité d'ORES Assets, 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 des revenus autorisés 2026-2029 par niveau de tension est présentée dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 7 RÉPARTITION DES REVENUS AUTORISÉS 2026-2029 PAR NIVEAU DE TENSION

BUDGET 2026										
Intitulé	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	675.800.820		8.370.282	0,012	79.771.857	0,118	16.076.551	0,024	571.582.131	0,846
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-2.618.238	0%	-801.395	31%	-1.381.350	53%	-179.284	7%	-256.208	10%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	673.182.582	100%	7.568.887	1%	78.390.506	12%	15.897.267	2%	571.325.922	85%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	550.610.826	82%	1.395.026	0%	54.394.303	10%	12.958.321	2%	481.863.176	88%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	32.559.343	5%	1.294.911	4%	3.016.498	9%	378.594	1%	27.869.340	86%
Coûts imputés au tarif des surcharges	63.871.716	9%	4.617.543	7%	12.929.677	20%	1.550.014	2%	44.774.482	70%
Redevance de voirie	32.916.304	5%	4.192.359	13%	9.451.795	29%	827.985	3%	18.444.165	56%
Impôts sur le revenu	30.586.947	5%	381.778	1%	3.376.768	11%	709.339	2%	26.119.062	85%
Autres impôts	368.465	0%	43.406	12%	101.113	27%	12.691	3%	211.255	57%
Coûts imputés aux tarifs des soldes régulatoires	26.140.697	4%	261.407	1%	8.050.027	31%	1.010.338	4%	16.818.924	64%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	673.182.582	100%	7.568.887	1%	78.390.506	12%	15.897.267	2%	571.325.922	85%

BUDGET 2027										
Intitulé	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	695.424.993		8.472.163	0,012	78.483.328	0,113	15.155.633	0,022	593.313.868	0,853
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-3.077.671	0%	-909.186	30%	-1.629.732	53%	-221.799	7%	-316.954	10%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	692.347.321	102%	7.562.977	1%	76.853.597	11%	14.933.834	2%	592.996.914	86%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	567.505.368	82%	1.410.527	0%	53.521.723	9%	12.196.391	2%	500.376.728	88%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	33.464.222	5%	1.289.499	4%	2.952.600	9%	358.046	1%	28.864.076	86%
Coûts imputés au tarif des surcharges	65.237.035	9%	4.601.544	7%	12.661.494	19%	1.443.560	2%	46.530.436	71%
Redevance de voirie	33.508.798	5%	4.174.363	12%	9.248.505	28%	765.492	2%	19.320.437	58%
Impôts sur le revenu	31.359.772	5%	384.721	1%	3.315.768	11%	666.278	2%	26.993.005	86%
Autres impôts	368.465	0%	42.460	12%	97.222	26%	11.790	3%	216.994	59%
Coûts imputés aux tarifs des soldes régulatoires	26.140.697	4%	261.407	1%	7.717.779	30%	935.837	4%	17.225.673	66%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	692.347.321	100%	7.562.977	1%	76.853.597	11%	14.933.834	2%	592.996.914	86%

BUDGET 2028										
Intitulé	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	709.062.582		8.576.440	0,012	78.696.674	0,108	14.176.061	0,02	609.413.408	0,859
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-3.574.421	-1%	-1.020.601	29%	-1.887.285	53%	-274.404	8%	-392.130	11%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	705.488.162	99%	7.555.839	1%	75.009.388	11%	13.901.657	2%	609.021.277	86%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	578.770.609	82%	1.436.296	0%	52.305.012	9%	11.355.839	2%	513.673.463	89%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	33.773.620	5%	1.282.050	4%	2.890.446	9%	337.693	1%	29.263.431	87%
Coûts imputés au tarif des surcharges	66.803.235	9%	4.576.087	7%	12.414.806	19%	1.343.651	2%	48.468.692	73%
Redevance de voirie	34.111.956	5%	4.141.066	12%	9.031.982	26%	702.689	2%	20.236.219	59%
Impôts sur le revenu	32.322.814	5%	393.552	1%	3.289.331	10%	630.040	2%	28.009.891	87%
Autres impôts	368.465	0%	41.468	11%	93.492	25%	10.923	3%	222.582	60%
Coûts imputés aux tarifs des soldes régulatoires	26.140.697	4%	261.407	1%	7.399.124	28%	864.473	3%	17.615.693	67%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	705.488.162	100%	7.555.839	1%	75.009.388	11%	13.901.657	2%	609.021.277	86%

Intitulé	BUDGET 2029									
	TOTAL		T-MT		MT		T-BT		BT	
	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%	Eur	%
TOTAL Revenu Autorisé	725.450.814		8.591.189	0,012	75.269.037	0,104	13.249.760	0,018	628.340.828	0,866
Recettes relatives aux tarifs d'injection	-4.113.213	-1%	-1.135.730	28%	-2.152.883	52%	-339.474	8%	-485.125	12%
Revenu autorisé après déduction des recettes relatives aux tarifs d'injection	721.337.601	99%	7.455.458	1%	73.116.154	10%	12.910.285	2%	627.855.703	87%
Coûts imputés au tarif d'utilisation du réseau de distribution	592.294.255	82%	1.391.159	0%	51.043.618	9%	10.553.834	2%	529.305.643	89%
Coûts imputés au tarif d'Obligations de Service Public	34.410.002	5%	1.269.813	4%	2.826.500	8%	316.900	1%	29.996.789	87%
Coûts imputés au tarif des surcharges	68.492.649	9%	4.533.079	7%	12.162.691	18%	1.245.397	2%	50.551.481	74%
Redevance de voire	34.725.971	5%	4.094.913	12%	8.816.417	25%	640.464	2%	21.174.178	61%
Impôts sur le revenu	33.398.212	5%	397.820	1%	3.256.467	10%	594.865	2%	29.149.060	87%
Autres impôts	368.465	0%	40.346	11%	89.807	24%	10.069	3%	228.243	62%
Coûts imputés aux tarif des soldes régulatoires	26.140.697	4%	261.407	1%	7.083.345	27%	794.154	3%	18.001.791	69%
TOTAL coûts imputés aux tarifs de prélèvement	721.337.601	100%	7.455.458	1%	73.116.154	10%	12.910.285	2%	627.855.703	87%

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

- Certains coûts font l'objet d'une affectation directe à un niveau de tension, d'autres découlent de l'application de clés d'affectation. Les différentes clés utilisées en amont par le GRD pour parvenir à cette répartition des coûts entre niveau de tension ont été communiquées à la CWaPE. Celle-ci a donc pu s'assurer du caractère objectif, logique et transparent des différents critères de répartition.
- Les coûts découlant de la gestion du réseau basse tension sont bien uniquement répercutés sur les clients en basse tension, à l'exclusion des clients en moyenne tension, qui n'en bénéficient pas.

À l'occasion de ce contrôle, la CWaPE n'a pas non plus relevé de tarifs paraissant non transparents, discriminatoires, disproportionnés ou inéquitables, ceux-ci constituant le reflet de cette répartition des coûts entre catégories d'utilisateurs du réseau, respectant les balises fixées par la CWaPE dans la méthodologie tarifaire (cf. 6.1.2. et 6.1.3.) et s'inscrivant dans la continuité des tarifs précédemment appliqués (cf. 6.2).

6.2. 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 budgétaire et l'évolution des volumes/puissances.

6.2.1. Évolution des revenus autorisés

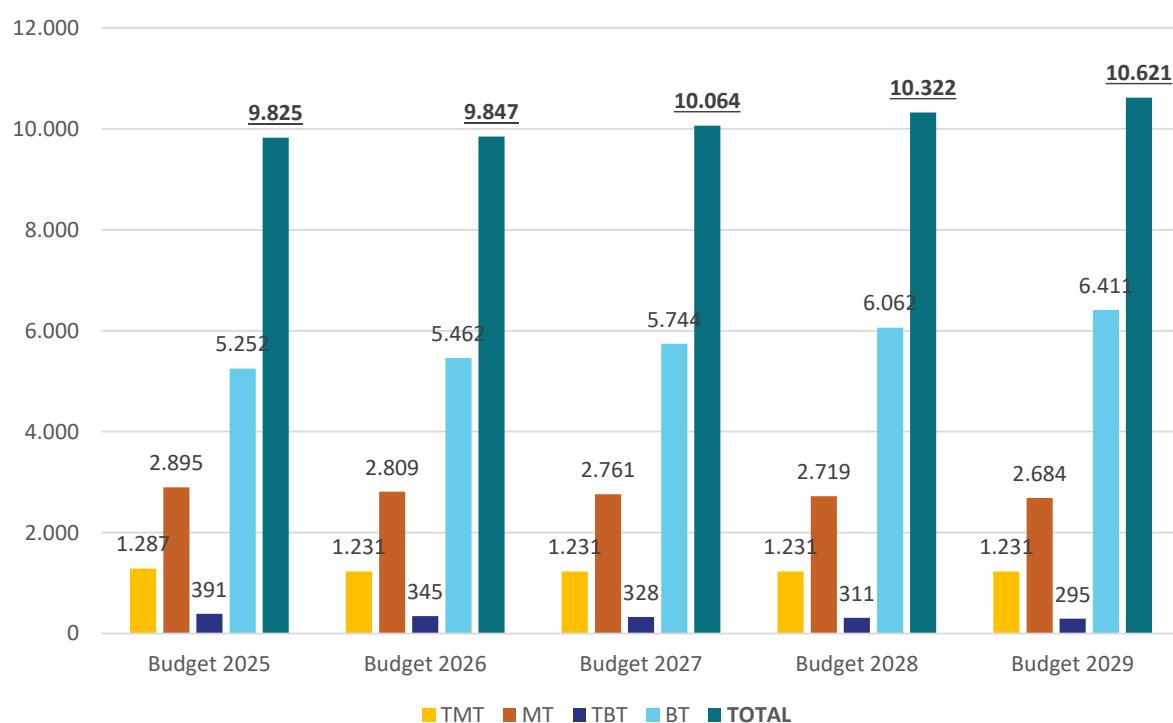
Comme indiqué au point 5.4 de la présente décision, le revenu autorisé 2029 d'ORES Assets s'élève à 725 M€ et est en **augmentation de 71 M€ par rapport au revenu autorisé budgétaire de l'année 2025, soit une hausse de l'ordre de 11 %⁷**.

6.2.2. Évolution des volumes et des puissances

6.2.2.1. Volumes de prélèvement d'électricité

Sur la base de la proposition des tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029, le graphique suivant montre l'évolution des volumes de prélèvement (hors transit et pertes) entre le budget 2025 et le budget 2029, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 7 ÉVOLUTION DES VOLUMES DE PRÉLÈVEMENT (HORS TRANSIT ET PERTES EN RESEAU) EXPRIMÉS EN GWH



⁷ Pour l'explication de l'évolution entre le revenu autorisé 2025 et le revenu autorisé 2029, la CWaPE renvoie le lecteur à sa décision référencée CD-24c28-CWaPE du 28 mars 2024

Pour la détermination des tarifs périodiques de prélèvement des années 2026-2029, ORES Assets a pris les hypothèses suivantes :

- **Pour le niveau de tension T-MT et MT :**

Les GRD wallons ont choisi d'utiliser les volumes de consommation de l'année 2024 comme référence et d'appliquer à ces volumes une évolution correspondant à l'évolution moyenne observée au cours des années 2019 à 2024.

ORES a choisi de ne pas appliquer l'évolution 2019-2024 aux volumes T-MT car le GRD considère que les volumes devraient rester stables au vu des raccordements attendus.

Enfin, les gestionnaires de réseau de distribution considèrent que 10 % des volumes de recharge 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 T-BT (hors EP) de l'année 2024 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 et 2024 par rapport à 2022 suite notamment à la hausse du prix de l'électricité (commodité). Les GRD ont pris l'hypothèse que les volumes pour les usages de base des années 2026 à 2029 seraient équivalents aux volumes de l'année 2024 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 recharge des véhicules électriques** : les GRD ont estimé le parc automobile électrifié au 31/12/2024 en utilisant les données 2024 mises à disposition par la FEBIAC et en considérant que la Wallonie représente 30 % du parc automobile belge. Le nombre de véhicules électriques est ensuite réparti pour chaque GRD sur base de la répartition proposée par Schwartz &Co dans son rapport final 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 2024 et 2029 via une extrapolation progressive. Les résultats de ce calcul pour ORES sont repris ci-dessous :

	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre de BEV	67.126	95.166	135.151	183.859	245.133	326.281
Evolution %		42%	42%	36%	33%	33%
Nombre de PHEV	71.530	73.141	75.520	78.413	82.051	86.875
Evolution %		2%	3%	4%	5%	6%
Nombre de total VE	138.656	168.308	210.671	262.272	327.185	413.156
Evolution %		21%	25%	24%	25%	26%

Afin de pouvoir calculer les volumes de recharge 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'ICEEDD 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.

- **Volumes de consommation des installations de production décentralisée d'électricité (<10 kVA) :**

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

Nom du GRD	Information	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ORES	Puissance totale cumulée	1.457.001	1.484.240	1.511.479	1.538.717	1.565.956	1.593.194

- Le remplacement des compteurs électromécaniques par des compteurs communicants pour les installations avant 2024 entraîne 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 2026-2029.

	Réalité 2024	Estimation 2025	Estimation 2026	Estimation 2027	Estimation 2028	Estimation 2029
Facturation prélèvement net (electromecanique et smart)						
Installations avant 2024						
Nombre de prosumers electromecaniques vers SMART	15.500	66.073	40.777	40.777	40.777	21.207
Nombre de prosumers electro vers smart à mi-année		40.787	53.425	40.777	40.777	30.992
Puissance nette développable des installations de production ≤ 10 kVA	80.217	211.082	276.489	211.032	211.032	160.392
Volumes kWh prélèvement en + (switch electromecaniques vers SMART)	47.921.535	126.100.108	165.174.709	126.070.736	126.070.736	95.818.335

- 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.

	Réalité 2024	Estimation 2025	Estimation 2026	Estimation 2027	Estimation 2028	Estimation 2029
Facturation prélevement brut (smart)						
Installations après 2024						
Nombre de prosumers	5.263	5.263	5.263	5.263	5.263	5.263
Puissance nette développable des installations de production ≤ 10 kVA	27.239	27.239	27.239	27.239	27.239	27.239
Volumes kWh prélevement en - (autoconsommation)	-10.966.253	-10.966.253	-10.966.253	-10.966.253	-10.966.253	-10.966.253

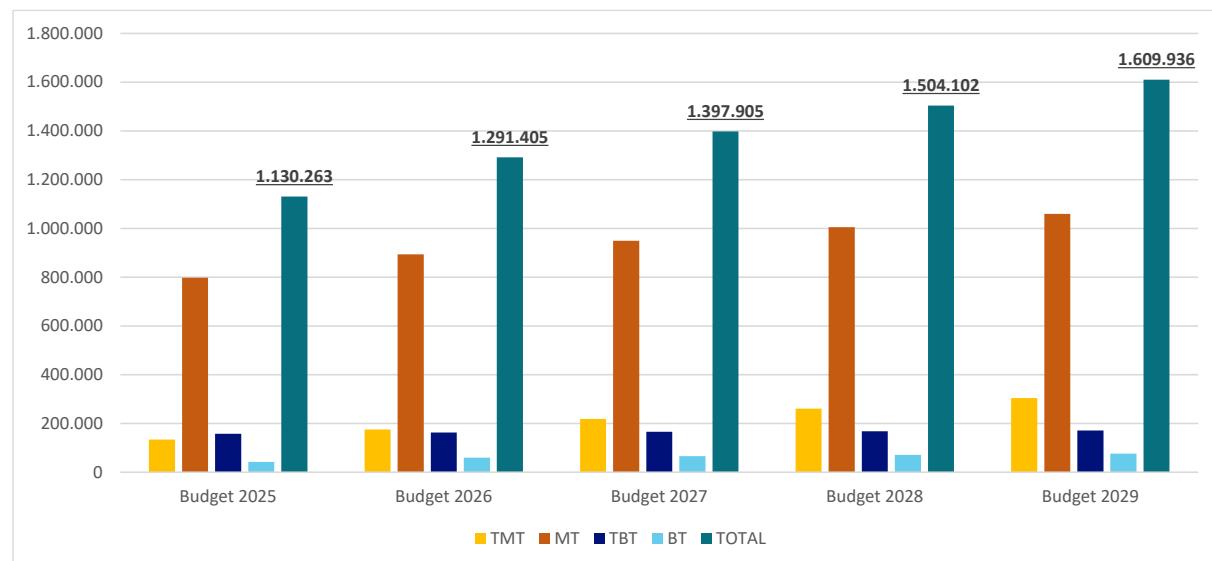
Au total, ORES estime les augmentations des volumes suivantes :

	Réalité 2024	Estimation 2025	Estimation 2026	Estimation 2027	Estimation 2028	Estimation 2029
Bilan						
Volumes kWh prélevements (+ ou -)	36.955.281	115.133.854	154.208.455	115.104.483	115.104.483	84.852.082
Volumes kWh prélevements cumulés (+ ou -)	36.955.281	152.089.135	306.297.590	421.402.073	536.506.556	621.358.638

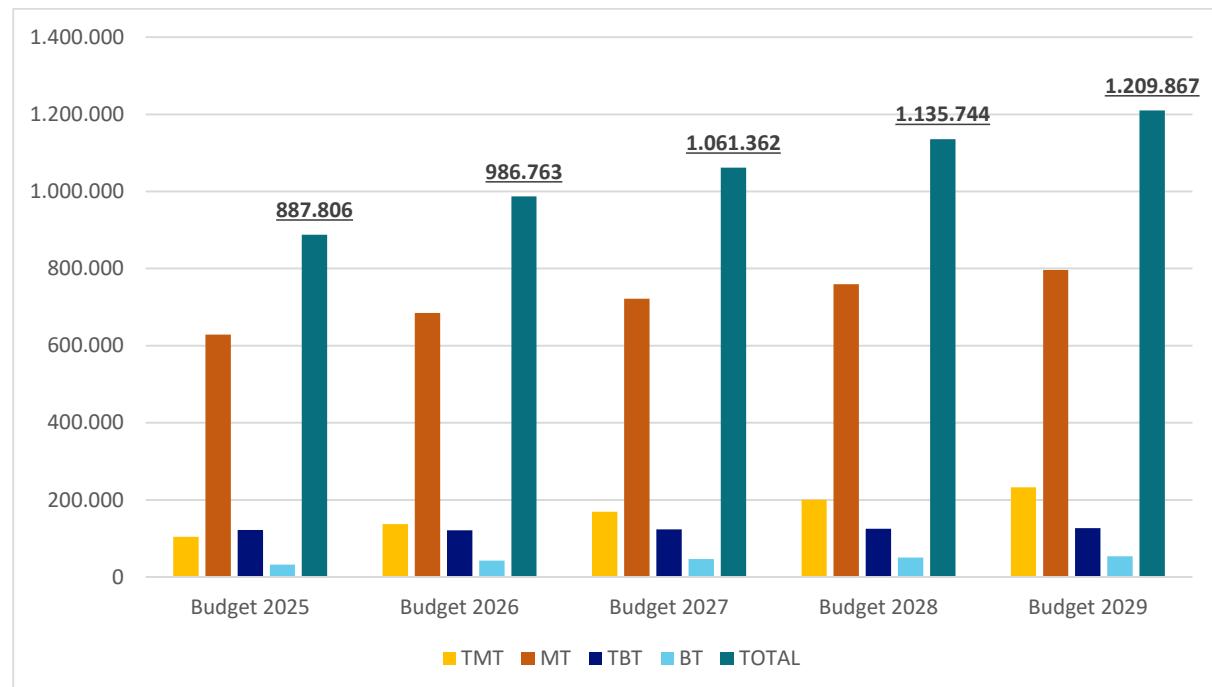
6.2.2.2. Puissances de prélèvement d'électricité

Sur la base de la proposition des tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029, le graphique suivant montre l'évolution des puissances de prélèvement (pointe historique et pointe mensuelle) entre le budget 2025 et le budget 2029, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 8 ÉVOLUTION DES PUISSANCES DE PRÉLÈVEMENT (POINTE HISTORIQUE) EXPRIMÉES EN KW



GRAPHIQUE 9 ÉVOLUTION DES PUISSANCES DE PRÉLÈVEMENT (POINTE MENSUELLE) EXPRIMÉES EN KW



Pour la détermination des puissances prélèvement des années 2026-2029, le gestionnaire de réseau de distribution a pris les hypothèses suivantes :

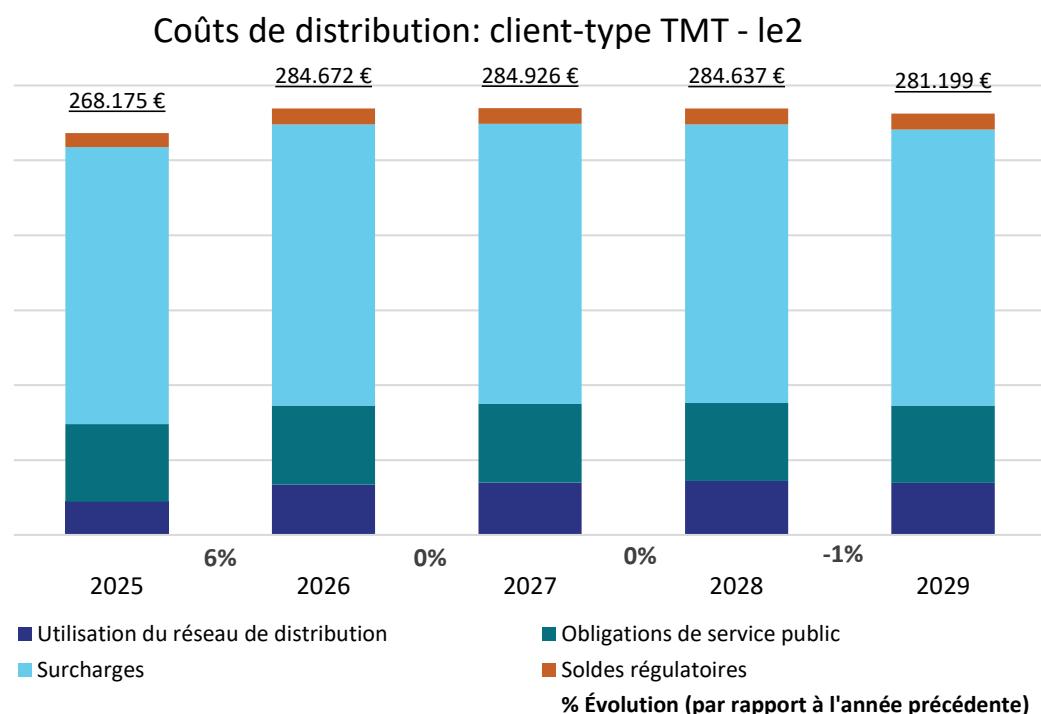
- Pour le niveau T-MT, MT et T-BT : ORES Assets a utilisé les puissances facturées en 2023 et 2024 comme référence et n'a pas appliqué d'évolution. ORES a également réduit progressivement l'effet du coefficient de dégressivité sur la pointe de façon à facturer l'entièreté des kW au 1^{er} janvier 2030.
- Pour le niveau BT avec mesure de pointe : ORES a utilisé les puissances facturées en 2023 et 2024 comme référence et a appliqué une évolution basée sur l'évolution des EAN budgétés et des kW moyens par EAN de l'année 2024

6.2.3. Évolution des coûts de distribution par client-type

Sur la base des grilles tarifaires et des simulations tarifaires reprises dans la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029 d'ORES Assets du 15 avril 2025, les graphiques suivants montrent l'évolution des coûts de distribution (prélèvement) entre 2025 et 2029 pour des client-type de chaque niveau de tension.

6.2.3.1. Constats - niveau de tension T-MT

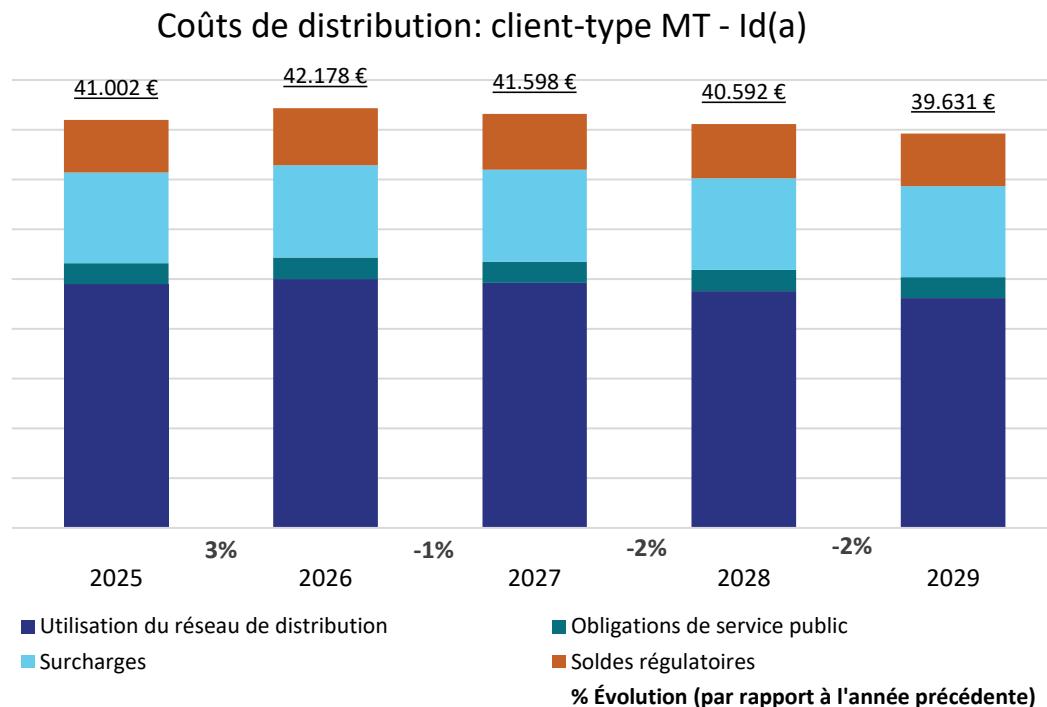
GRAPHIQUE 10 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T-MT (50 GWH – 8,3 MW)



L'augmentation des coûts de distribution entre 2025 et 2029 pour le client-type T-MT s'élève à 13.024€, soit +5 %.

6.2.3.2. Constats - niveau de tension MT

GRAPHIQUE 11 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE MT (2 GWH – 333 KW)

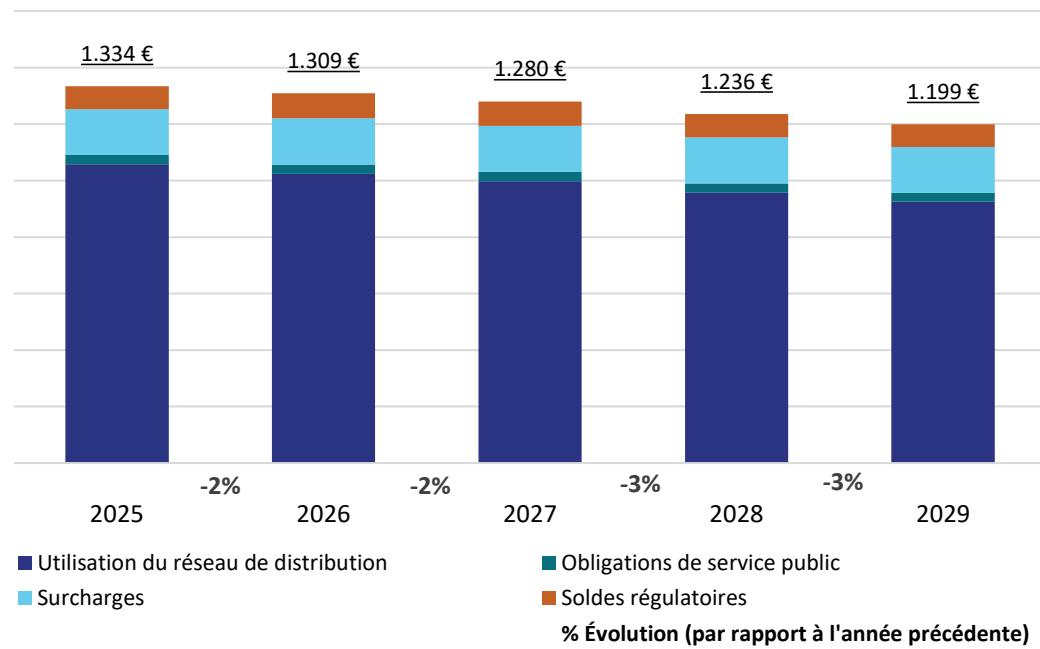


La diminution des coûts de distribution entre 2025 et 2029 pour le client-type MT s'élève à 1.370€, soit -3 %. Il est à noter que pour le client-type la pointe mensuelle est équivalente à la pointe annuelle alors qu'en moyenne on observe que la pointe mensuelle est 22 % inférieure à la pointe annuelle.

6.2.3.3. Constats - niveau de tension T-BT

GRAPHIQUE 12 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE T-BT (30 000 KWH – 5,3 KW)

Coûts de distribution: client-type TBT - Ib(a)

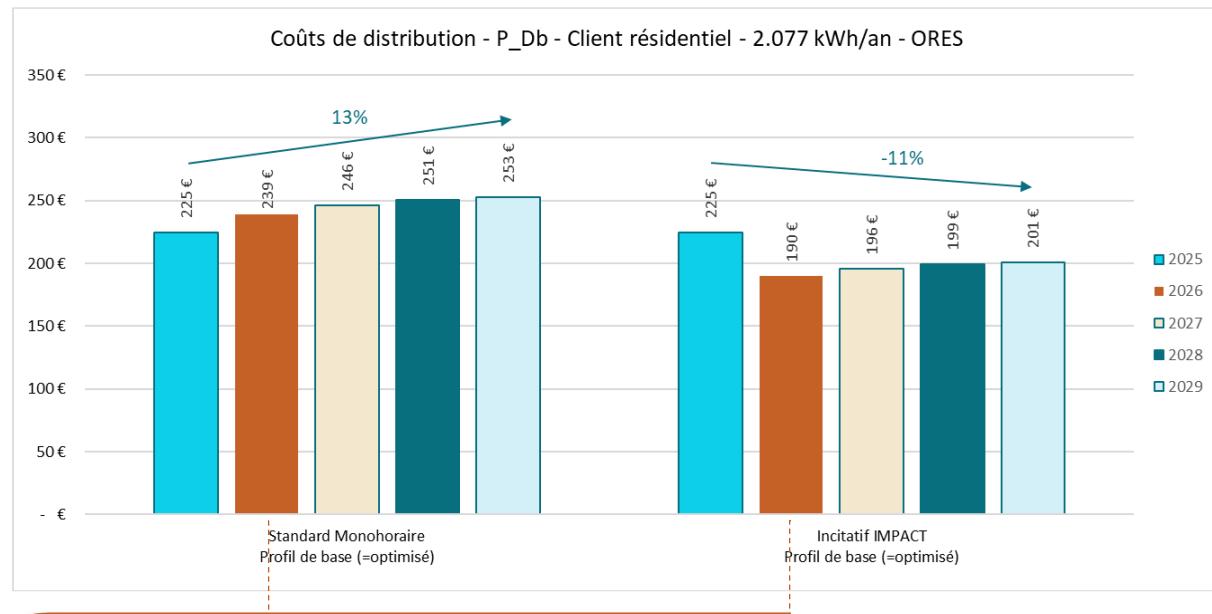


La diminution des coûts de distribution entre 2025 et 2029 pour le client-type T-BT s'élève à 135€, soit -10 %.

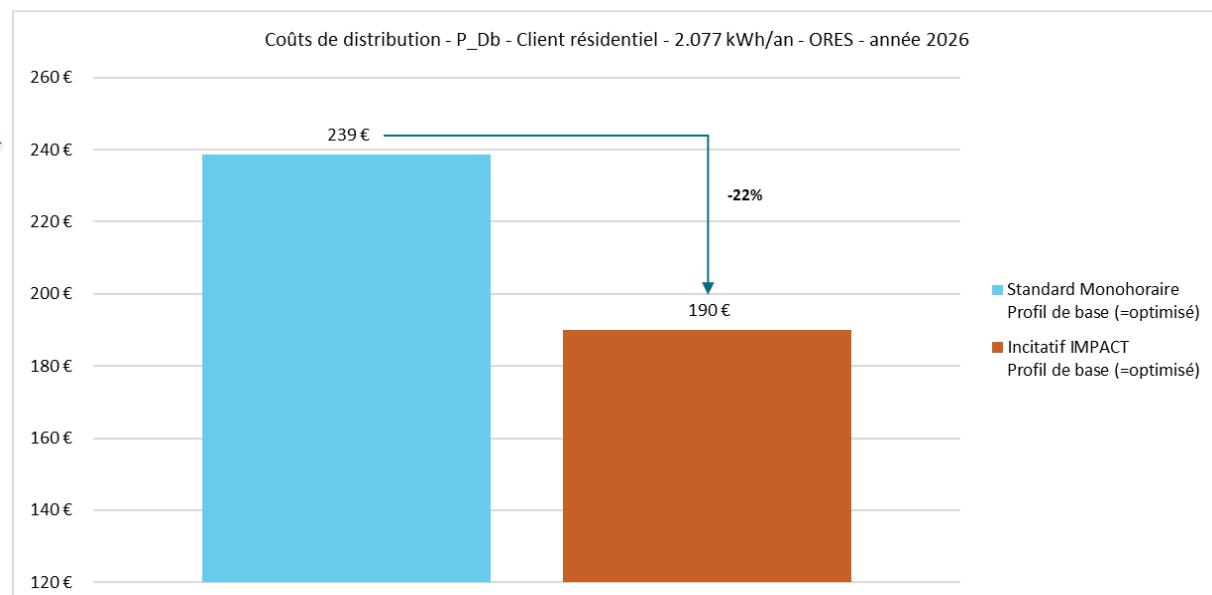
6.2.3.4. Constats - niveau de tension BT

A partir du 1^{er} janvier 2026, la nouvelle structure des tarifs de distribution applicables aux URD des catégories 2 et 3 de la basse tension entre en vigueur. Les nouveaux profils-type de consommation utilisés pour simuler les coûts de distribution basse tension sont détaillés à l'annexe IX.

GRAPHIQUE 13 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_Db) – TARIF MONOHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 14 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNÉE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_Db) – TARIF MONOHORAIRE ET TARIF IMPACT



VOLUMES DE CONSOMMATION UTILISÉS DANS LES GRAPHIQUES 13 ET 14 :

CONSOMMATION 2025 : 2.077 kWh TH

CONSOMMATION 2026-2029 :

Configuration standard monohoraire :

Volumes de base : 2.077 kWh TH

Configuration incitative – tarif IMPACT :

Volumes de base : 893 kWh Eco – 527 kWh Medium – 656 kWh Pic

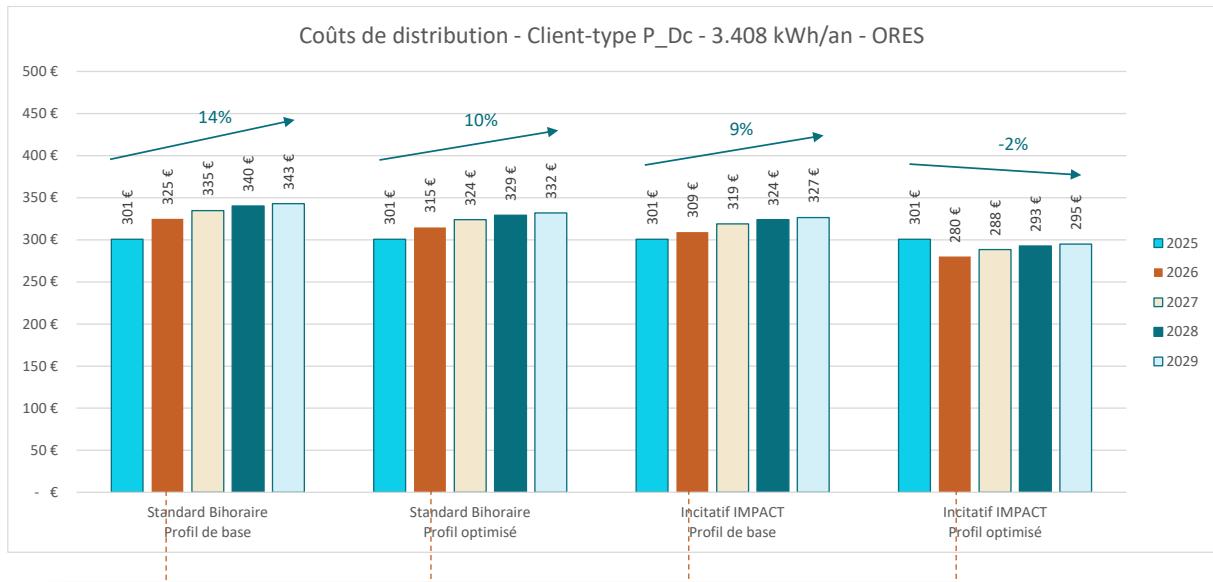
Les graphiques ci-dessus montrent qu'un client basse tension, avec un faible niveau de consommation (2.077 kWh/an) et un usage électrique résidentiel, **verra ses coûts de distribution augmenter de l'ordre de 13 % entre 2025 et 2029 s'il reste en tarification mono-horaire.**

Vu son faible niveau de consommation annuelle, il est considéré que ce client a très peu de flexibilité et aucun déplacement de ses charges n'a été réalisé en vue d'optimiser son profil de consommation.

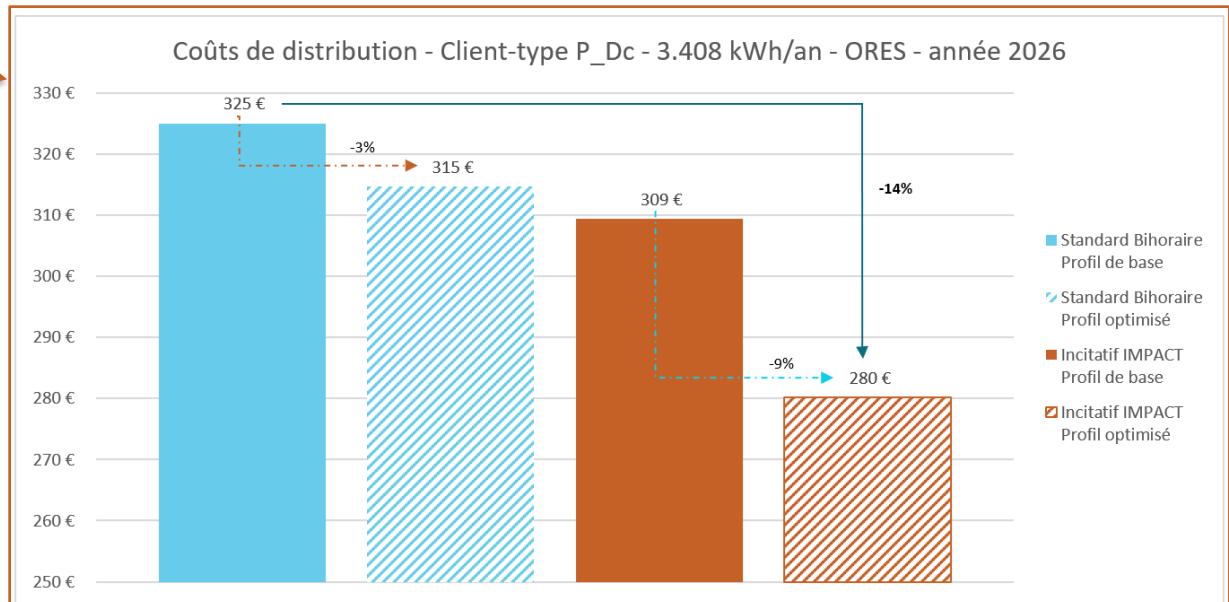
Si ce client-type opte pour **le tarif IMPACT**, ses coûts de distribution évoluent alors à la baisse entre 2025 et 2029 avec une réduction de -11 %. Cette diminution provient en partie de la suppression du terme fixe. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT, ce client-type peut réduire ses coûts de distribution annuels de -22 % par rapport à la tarification mono-horaire. Dans ce cas, il devra toutefois faire preuve de vigilance quant aux moments durant lesquels ses consommations sont réalisées.

GRAPHIQUE 15 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_DC) – TARIF BI-HORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 16 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNÉE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BASSE TENSION (P_DC) – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



Volumes de consommation utilisés dans les graphiques 15 et 16 :

Consommation 2025 : 1.634 kWh HP – 1.774 kWh HC

Consommation 2026-2029 :

Configuration standard bihoraire :

volumes de base : 1 613 kWh HP – 1 795 kWh HC

volumes optimisés : 1 427 kWh HP – 1 981 kWh HC

Configuration incitative – tarif IMPACT :

volumes de base : 1 410 kWh Eco – 1 022 kWh Medium – 976 kWh Pic

volumes optimisés : 1 796 kWh Eco – 790 kWh Medium – 822 kWh Pic

Les graphiques ci-dessus montrent qu'un client basse tension, avec un profil de consommation typique d'un usage résidentiel et consommant 3.408 kWh/an, **verra ses coûts de distribution augmenter de l'ordre de 14 % entre 2025 et 2029 s'il reste en tarification bihoraire et qu'il n'adapte pas ses habitudes de consommation aux nouvelles plages horaires.**

Si, à partir de 2026, ce même client adapte ses habitudes de consommation aux nouvelles plages horaires, ses coûts de distribution augmenteront alors seulement de 10 % (contre 14 % initialement) entre 2025 et 2029.

En effet, en optimisant ses consommations, le client peut réduire de -2 % ses coûts de distribution annuels tout en restant en tarification bihoraire.

Si ce client-type opte pour **le tarif IMPACT** et qu'il ne modifie pas ses habitudes de consommation, l'augmentation de ses coûts de distribution entre 2025 et 2029 est contenue à 9 %. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

Si ce même client-type qui opte pour le tarif IMPACT adapte ses habitudes de consommation et déplace ses charges vers la plage horaire la moins chère, **ses coûts de distribution baisseront alors de -2 % entre 2025 et 2029.**

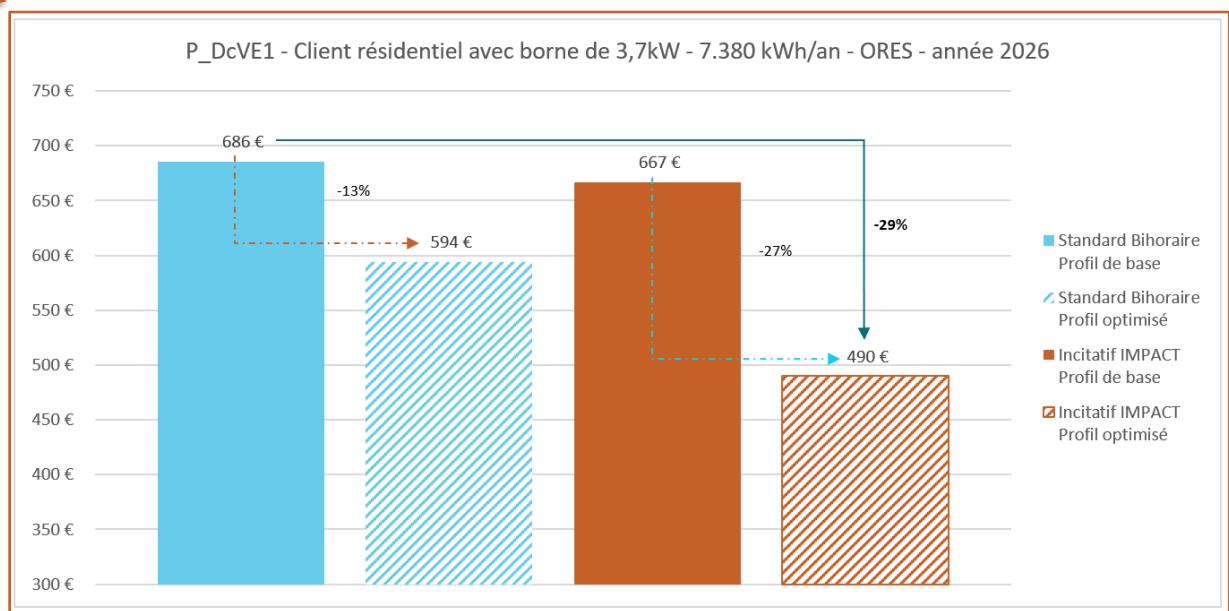
En effet, en optimisant ses consommations, **le client qui a opté pour le tarif IMPACT peut réduire de -9 % ses coûts de distribution annuels par rapport à un comportement de consommation inchangé.**

En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT et en optimisant ses consommations, ce client-type peut réduire ses coûts de distribution annuels de -14 % par rapport à un comportement plus statique, c'est-à-dire rester en tarification bihoraire et ne pas modifier son comportement de consommation.

GRAPHIQUE 17 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 À 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE BORNE DE RECHARGE DE 3,7 KW POUR VÉHICULE ELECTRIQUE – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 18 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNÉE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE BORNE DE RECHARGE DE 3,7 KW POUR VÉHICULE ELECTRIQUE – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



Volumes de consommation utilisés dans les graphiques 17 et 18 :

Consommation 2025 : 3 841 kWh HP – 3 539 kWh HC

Consommation 2026-2029 :

Configuration standard bihoraire :

volumes de base : 3 445 kWh HP – 3 935 kWh HC

volumes optimisés : 1 787 kWh HP – 5 604 kWh HC

Configuration incitative – tarif IMPACT :

volumes de base : 3 147 kWh Eco – 2 079 kWh Medium – 2 154 kWh Pic

volumes optimisés : 5 282 kWh Eco – 1 032 kWh Medium – 1 050 kWh Pic

Les graphiques ci-dessus montrent qu'un client basse tension, avec un profil de consommation typique d'un usage résidentiel et rechargeant son véhicule électrique à domicile avec une puissance de charge de 3,7kW, **verra ses coûts de distribution augmenter de l'ordre de 11 % entre 2025 et 2029 s'il reste en tarification bihoraire et qu'il n'adapte pas ses habitudes de consommation aux nouvelles plages horaires.**

Si, à partir de 2026, ce même client adapte ses habitudes de consommation aux nouvelles plages horaires, ses coûts de distribution diminueront alors de -4 % (contre +11 % initialement) entre 2025 et 2029.

En effet, en optimisant ses consommations et particulièrement les recharges de son VE, le client peut réduire de -13 % ses coûts de distribution annuels tout en restant en tarification bihoraire.

Si ce client-type opte pour le tarif IMPACT et qu'il ne modifie pas ses habitudes de consommation l'augmentation de ses coûts de distribution entre 2025 et 2029 est contenue à 8 %. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

Si, ce même client qui opte pour le tarif IMPACT, adapte ses habitudes de consommation et optimise en particulier les recharges de son VE, **ses coûts de distribution baisseront alors de -21 % entre 2025 et 2029.**

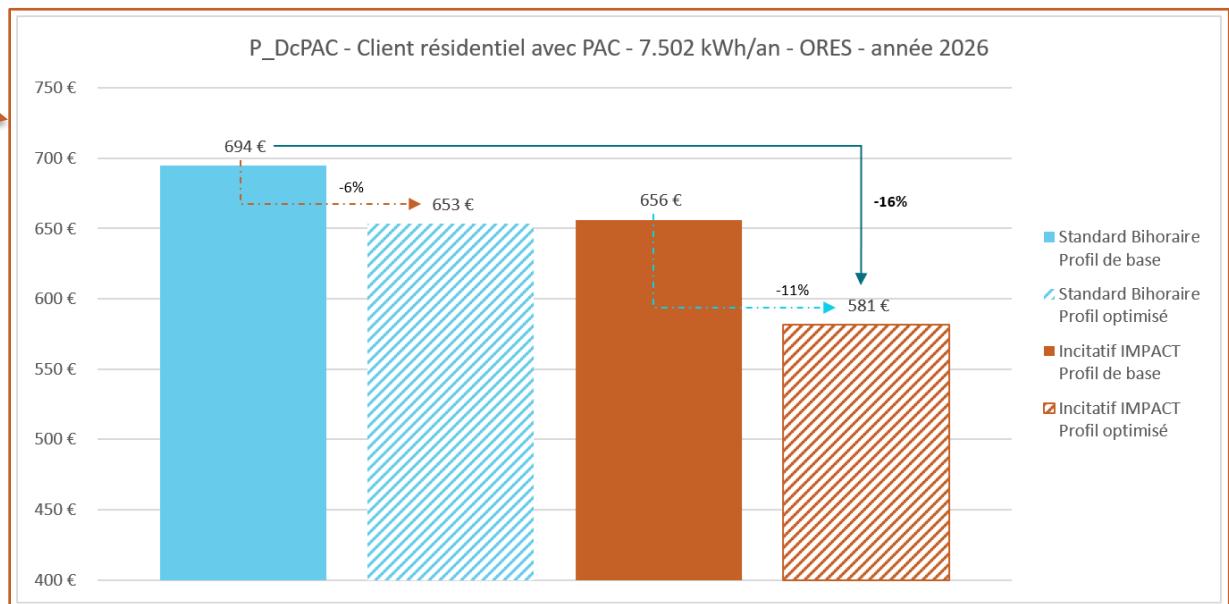
En effet, en optimisant ses consommations, le client qui a opté pour le tarif IMPACT peut réduire de - 27 % ses coûts de distribution annuels par rapport à un comportement de consommation inchangé.

En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT et en optimisant ses consommations, ce client-type peut réduire ses coûts de distribution annuels de -29 % par rapport à un comportement plus statique, c'est-à-dire rester en tarification bihoraire et ne pas modifier son comportement de consommation.

GRAPHIQUE 19 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DES ANNÉES 2025 A 2029 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE À CHALEUR – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



GRAPHIQUE 20 SIMULATIONS DES COÛTS DE DISTRIBUTION DE L'ANNÉE 2026 POUR LE CLIENT-TYPE BT AVEC UNE POMPE À CHALEUR – TARIF BIHORAIRE ET TARIF IMPACT



Volumes de consommation utilisés dans les graphiques 19 et 20 :

Consommation 2025 : 3 718 kWh HP – 3 784 kWh HC

Consommation 2026-2029 :

Configuration standard bihoraire :

volumes de base : 3 462 kWh HP – 4 040 kWh HC

volumes optimisés : 2 721 kWh HP – 4 781 kWh HC

Configuration incitative – tarif IMPACT :

volumes de base : 3 345 kWh Eco – 2 228 kWh Medium – 1 929 kWh Pic

volumes optimisés : 4 285 kWh Eco – 1 727 kWh Medium – 1 490 kWh Pic

Les graphiques ci-dessus montrent qu'un client basse tension, avec un profil de consommation typique d'un usage résidentiel et chauffant son domicile avec une pompe à chaleur, **verra ses coûts de distribution augmenter de l'ordre de 12 % entre 2025 et 2029 s'il reste en tarification bihoraire et qu'il n'adapte pas ses habitudes de consommation aux nouvelles plages horaires.**

Si, à partir de 2026, ce même client adapte ses habitudes de consommation aux nouvelles plages horaires, ses coûts de distribution augmenteront alors seulement de 6 % (contre 12 % initialement) entre 2025 et 2029.

En effet, en optimisant ses consommations, le client peut réduire de -6 % ses coûts de distribution annuels tout en restant en tarification bihoraire.

Si ce client-type opte pour le tarif IMPACT à partir de 2026 et qu'il ne modifie pas ses habitudes de consommation, l'augmentation de ses coûts de distribution entre 2025 et 2029 est contenue à 6 %. Pour ce client, **opter pour la tarification incitative comporte donc peu de risques.**

Si, ce même client qui opte pour le tarif IMPACT adapte ses habitudes de consommation et déplace ses charges vers la plage horaire la moins chère, **ses coûts de distribution baisseront alors de -6 % entre 2025 et 2029.**

En effet, en optimisant ses consommations, **le client qui a opté pour le tarif IMPACT peut réduire de -11 % ses coûts de distribution annuels par rapport à un comportement de consommation inchangé.**

En conclusion, en choisissant le tarif IMPACT et en optimisant ses consommations, ce client-type peut réduire ses coûts de distribution annuels de -16 % par rapport à un comportement plus statique, c'est-à-dire rester en tarification bihoraire et ne pas modifier son comportement de consommation.

6.2.3.5. Explications des évolutions constatées entre 2025 et 2029

Les évolutions des coûts de distribution d'ORES Assets entre 2025 et 2029 sont le résultat des observations suivantes :

1° L'évolution du revenu autorisé

Comme indiqué au point 5.4 de la présente décision, le revenu autorisé budgété de l'année 2026 augmente de 3 % par rapport au revenu autorisé budgété de l'année 2025.

Le revenu autorisé budgété de l'année 2029 augmente de 11 % par rapport au revenu autorisé budgété de l'année 2025.

2° L'évolution des volumes de prélèvement

Par rapport aux volumes budgétés en 2025, nous constatons les évolutions suivantes (pour rappel, la détermination des volumes 2025 à 2029 est détaillée dans le point 6.2.2.1 de la présente décision) :

- **Niveau T-MT** : diminution de 4 % des volumes budgétés ;
- **Niveau MT** : diminution de 7 % des volumes budgétés ;
- **Niveau T-BT hors EP** : diminution de 24 % des volumes budgétés. Cette diminution est compensée par l'augmentation des volumes BT avec mesure de pointe ;
- **Niveau T-BT Eclairage Public** : diminution de 26 % des volumes budgétés ;
- **Niveau BT sans mesure de pointe** : augmentation de 21 % des volumes budgétés.

ORES	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	Evolution 2025/2029
TMT	1.287.320.905	1.230.537.720	1.230.537.720	1.230.537.720	1.230.537.720	-4%
MT	2.894.930.292	2.809.209.291	2.761.242.453	2.718.823.217	2.684.295.242	-7%
TBT hors EP	307.071.682	266.494.916	254.655.331	243.341.745	232.530.788	-24%
TBT EP	84.421.571	78.887.130	73.352.688	67.818.246	62.283.804	-26%
BT avec MP	75.504.793	101.096.587	110.379.881	119.154.954	127.445.051	69%
BT sans MP	5.176.153.457	5.361.108.664	5.633.475.892	5.942.624.084	6.283.970.334	21%
TOTAL	9.825.402.700	9.847.334.308	10.063.643.965	10.322.299.966	10.621.062.938	8%

3° L'évolution des puissances de prélèvement

Par rapport aux volumes budgétés en 2025, nous constatons les évolutions suivantes (pour rappel, la détermination des puissances 2025 à 2029 est détaillée dans le point 6.2.2.2 de la présente décision) :

- **Niveau T-MT** : augmentation de la pointe historique de 128 % et de la pointe mensuelle de 123 % ;
- **Niveau MT** : augmentation de la pointe historique de 33 % et de la pointe mensuelle de 27 % ;
- **Niveau T-BT** : augmentation de la pointe historique de 9 % et de la pointe mensuelle de 4 % ;
- **Niveau BT avec mesure de pointe** : augmentation de la pointe historique de 80 % et de la pointe mensuelle de 68 %.

Puissances de prélèvement - Pointe historique	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	Evol 2025/2029
TMT	133.443	175.007	217.924	260.842	303.734	128%
MT	797.706	893.700	949.076	1.004.452	1.059.794	33%
TBT	157.089	162.658	165.351	168.044	170.736	9%
BT	42.024	60.040	65.554	70.764	75.672	80%
TOTAL	1.130.263	1.291.405	1.397.905	1.504.102	1.609.936	42%

Puissances de prélèvement - Pointe mensuelle	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	Evol 2025/2029
TMT	104.364	137.387	169.053	200.719	232.366	123%
MT	629.163	684.890	722.052	759.214	796.353	27%
TBT	122.089	121.491	123.314	125.137	126.959	4%
BT	32.191	42.995	46.943	50.674	54.189	68%
TOTAL	887.806	986.763	1.061.362	1.135.744	1.209.867	36%

4° La répartition du revenu autorisé par niveau de tension

La répartition des coûts par niveau de tension évolue peu entre le budget 2025 et le budget 2029.

Pourcentage Revenu Autorisé par niveau de tension					
	2025	2026	2027	2028	2029
TMT	1%	1%	1%	1%	1%
MT	11%	12%	11%	11%	10%
TBT	3%	2%	2%	2%	2%
BT	86%	85%	85%	86%	87%

On constate néanmoins une augmentation de 1 % des coûts alloués à la basse tension et une diminution de 1 % des coûts alloués à la moyenne tension. Ce constat résulte de l'application des clés de répartition définies par ORES. Ces clés n'ont pas été modifiées par rapport à l'exercice tarifaire précédent (2025) à l'exception de la clé de répartition des coûts liés au déploiement des compteurs communicants. En 2025, la totalité des coûts liés au déploiement des compteurs communicants était affectée en basse tension. A partir de 2026, ces coûts sont répartis sur tous les niveaux de tension selon la clé de répartition « volumes » car ORES considère que les compteurs communicants permettent d'avoir une meilleure connaissance globale et une meilleure agilité du réseau ce qui apporte des gains à tous les niveaux de tension notamment en permettant la mise en œuvre de la tarification incitative (tarif IMPACT) qui permettra de déplacer certaines charges et de réduire les pointes en amont de la basse tension.

5° La répartition du revenu autorisé basse tension par plage horaire

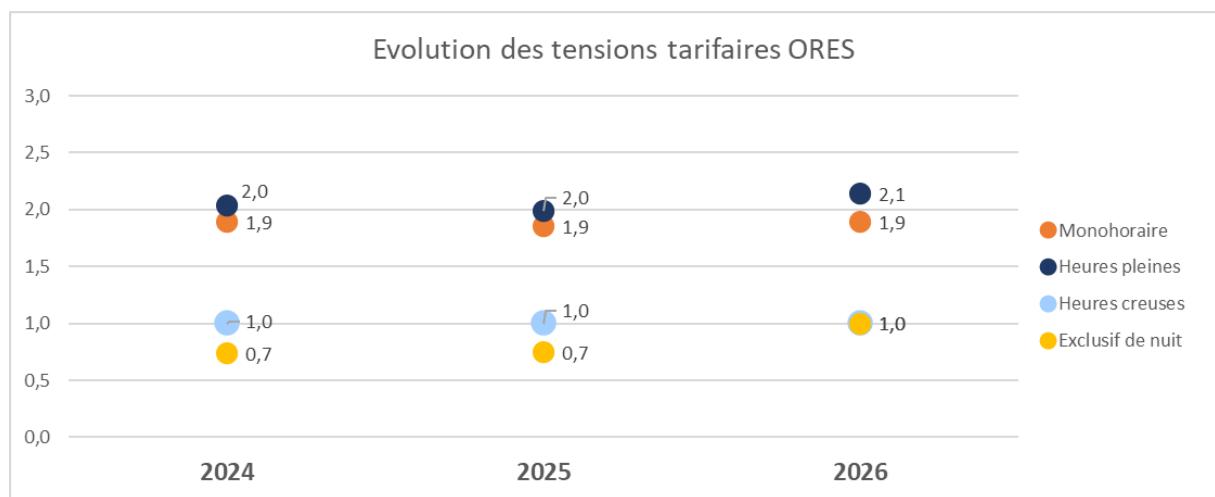
- la modification des plages horaires de la configuration tarifaire standard bi-horaire entraîne globalement et à comportement de consommation inchangé (courbe RLP) le transfert de +/- 7 % des consommations des heures pleines vers les heures creuses ;
- l'instauration de la configuration tarifaire incitative, appelée le tarif IMPACT, entraîne une modification dans la répartition des volumes BT par plage horaire ce qui influence le niveau des tarifs associé à chaque plage horaire.

6° La modification des tensions tarifaires entre les tarifs d'utilisation du réseau basse tension

Les tensions tarifaires représentent le ratio entre deux tarifs.

Le graphique ci-dessous présente pour les années 2024, 2025 et 2026, la tension tarifaire entre, d'une part, des tarifs monohoraire, heures pleines et exclusif de nuit, et, d'autre part le tarif des heures creuses (dont la tension tarifaire vaut 1).

On constate que les tensions tarifaires de 2024/2025 sont quasiment identiques à celles de 2026, à l'exception du tarif exclusif de nuit qui est équivalent au tarif heures creuses en 2026 alors qu'il était inférieur à ce dernier au cours des années précédentes.



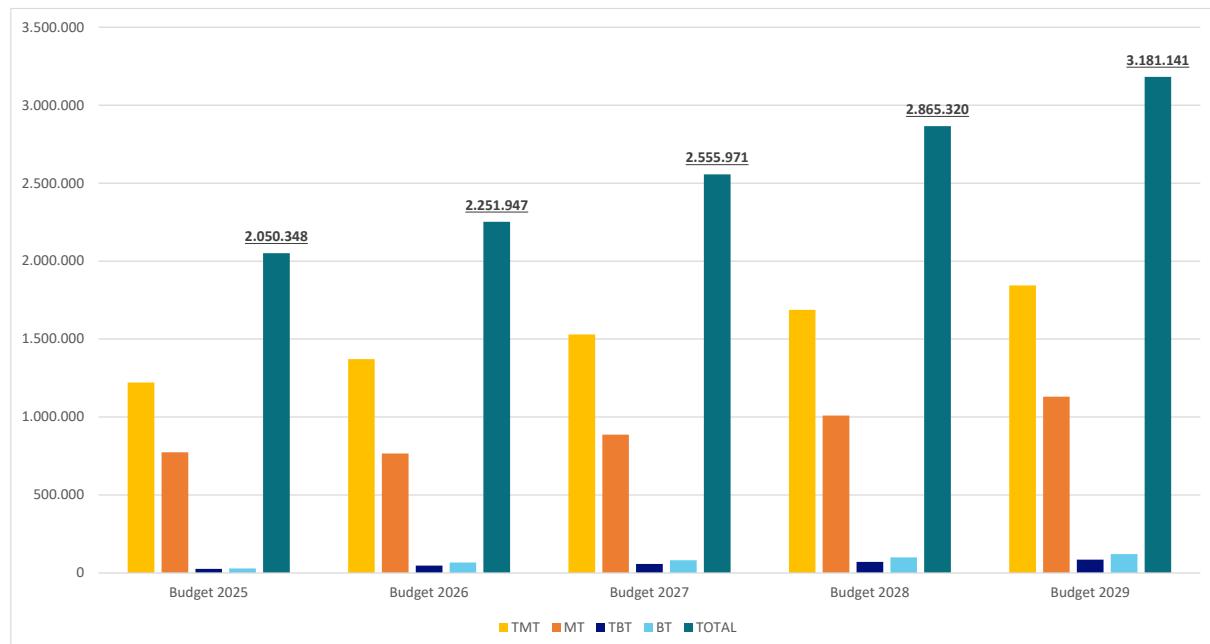
6.3. Évolution des tarifs périodiques d'injection

Les tarifs périodiques d'injection sont déterminés de manière à ce que les coûts qu'ils génèrent pour un producteur correspondent à la moyenne pondérée des coûts générés par les tarifs d'injection applicables en Flandre et à Bruxelles et ceux pratiqués par Elia, ainsi que par ceux pratiqués dans les pays limitrophes (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas). Par conséquent, les tarifs d'injection ne couvrent pas des coûts spécifiques identifiés du revenu autorisé.

6.3.1. Evolution des capacités d'injection

Sur la base de la proposition adaptée des tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029 du 15 avril 2025, le graphique suivant montre l'évolution des capacités d'injection entre le budget 2025 et le budget 2029, par niveau de tension.

GRAPHIQUE 21 ÉVOLUTION DES CAPACITÉS D'INJECTION SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION EXPRIMÉS EN GWH



Pour la détermination des capacités d'injection, le gestionnaire de réseau de distribution ORES Assets a pris comme référence les capacités de l'année 2024.

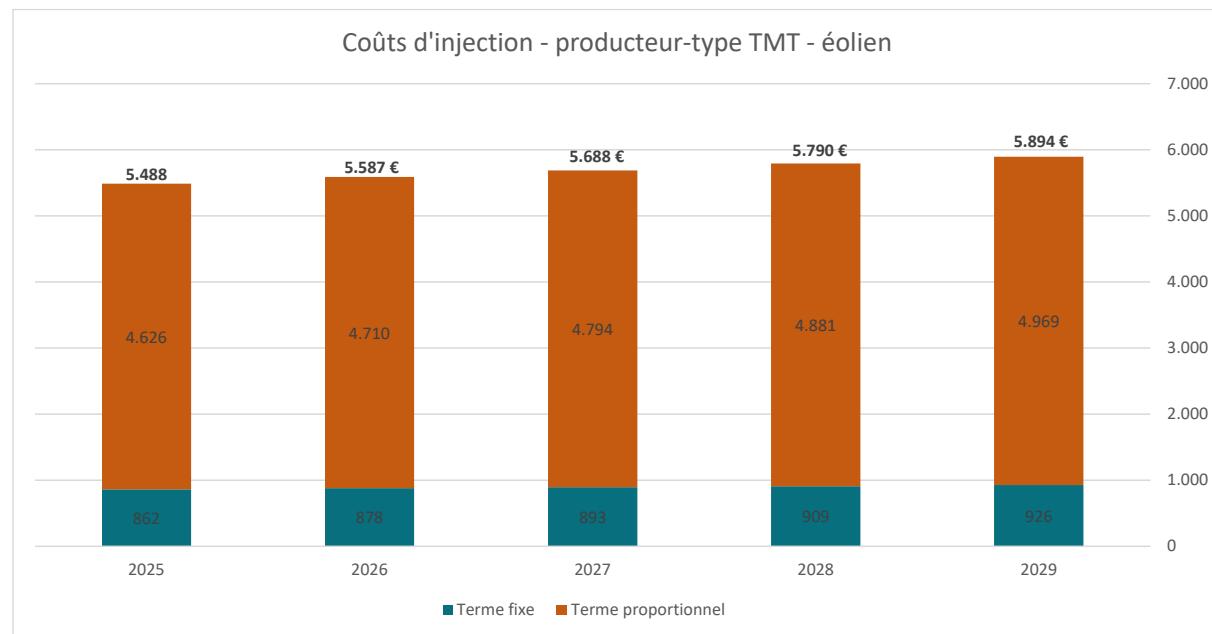
Pour les niveaux de tension T-MT et MT : ORES a ajouté les puissances estimées sur la base des projets étudiés et des capacités permanentes réservées .

Pour les niveaux de tension T-BT et BT : ORES a ajouté l'évolution historique des capacités 2019-2024.

6.3.2. Évolution des coûts de distribution par client-type

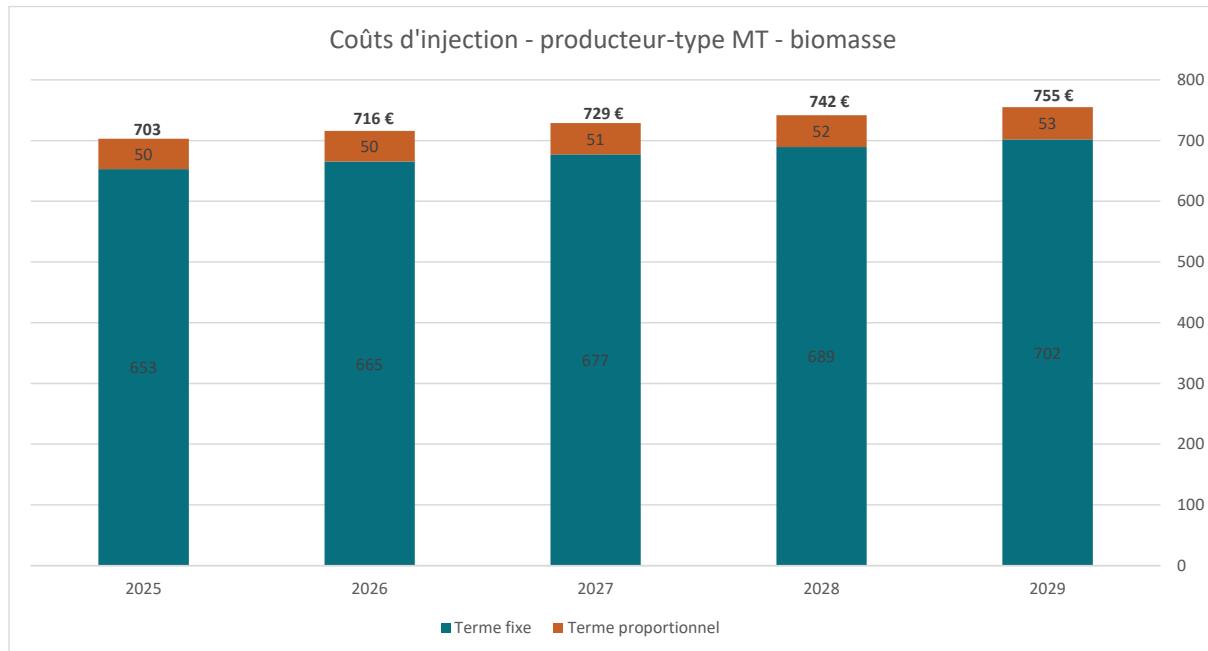
Sur la base des grilles tarifaires de la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité 2026-2029 du 15 avril 2025 et des profils-types de producteur tels que définis à l'article 97 de la méthodologie tarifaire, les graphiques suivants montrent l'évolution des coûts de distribution (injection) entre 2025 et 2029 pour un client-type de chaque niveau de tension.

GRAPHIQUE 22 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION DES ANNÉES 2025 A 2029 POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TMT EOLIEN (22 GWH – 10 MW – 2.200H – 0 % AUTOCONSOMMATION)



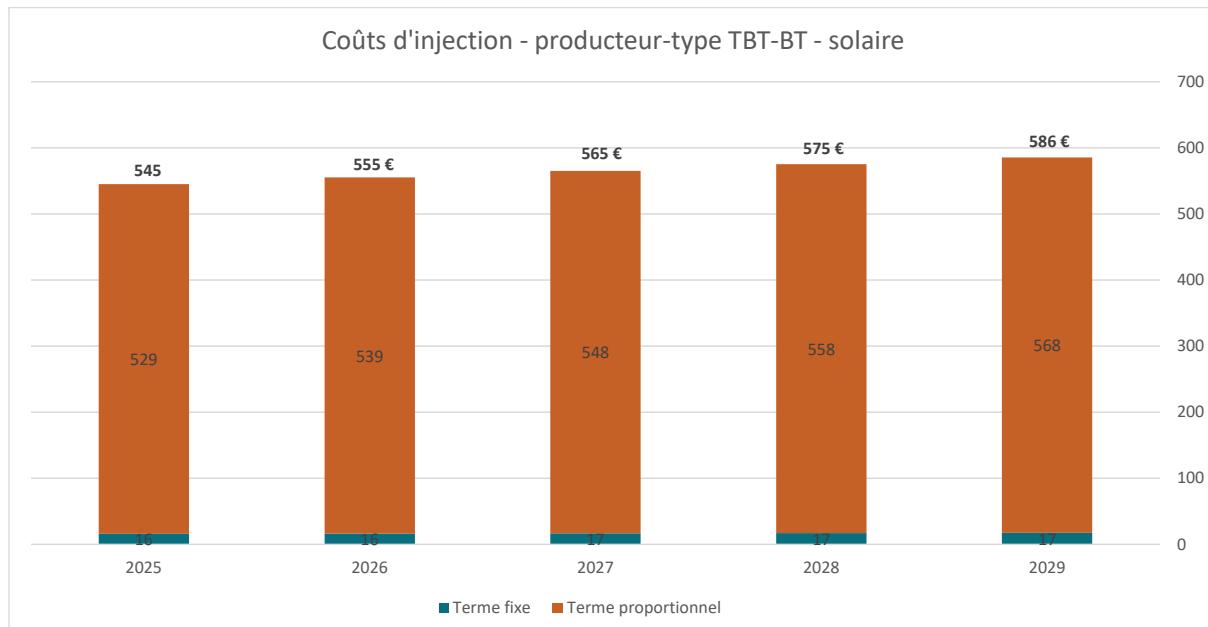
L'augmentation des coûts d'injection entre 2025 et 2029 pour le producteur –type TMT - s'élève à 406 EUR soit **+ 7 %**. Cette augmentation/diminution s'explique par l'indexation des prix.

GRAPHIQUE 23 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION DES ANNÉES 2025 À 2029 POUR UN PRODUCTEUR-TYPE MT BIOMASSE (7.820 MWH – 1.15 MW – 6.800 H – 50 % AUTOCONSOMMATION)



L'augmentation des coûts d'injection entre 2025 et 2029 pour le producteur –type MT - s'élève à 52 EUR soit **+7 %**. Cette augmentation s'explique par l'indexation des prix.

GRAPHIQUE 24 SIMULATIONS DES COÛTS D'INJECTION DES ANNÉES 2025 À 2029 POUR UN PRODUCTEUR-TYPE TBT/BT SOLAIRE (142.500 KWH – 150 KW – 950 H – 78 % AUTOCONSOMMATION)



L'augmentation des coûts d'injection entre 2025 et 2029 pour le producteur –type TBT-BT - s'élève à 41 EUR soit **+7 %**. Cette augmentation s'explique par l'indexation des prix.

7. 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 les lignes directrices relatives à la structure tarifaire applicable aux utilisateurs de réseau de distribution basse tension en Région wallonne pour les années 2026 à 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 décision d'approbation de la demande de révision du Revenu Autorisé des années 2025 à 2029 d'ORES Assets adoptée par la CWaPE le 20 février 2025 référencée CD-25b20-CWaPE-1042 ;

Vu la décision d'approbation de la demande de révision du Revenu Autorisé des années 2025 à 2029 d'ORES Assets adoptée par la CWaPE le 3 avril 2025 référencée CD-25d03-CWaPE-1056 ;

Vu la proposition de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 déposée par ORES Assets auprès de la CWaPE le 15 novembre 2024 ;

Vu la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 déposée par ORES Assets auprès de la CWaPE le 15 avril 2025 ;

Vu la demande d'affectation des soldes régulatoires électricité résiduels formulée par ORES Assets à travers la proposition de tarifs périodiques 2026-2029 du 15 avril 2025 ;

Vu les informations complémentaires transmises par ORES Assets le 15 avril 2025 et le 13 mai 2025 ;

Vu l'analyse et le contrôle effectués par la CWaPE dont un résumé est repris aux points 5.2 et 6.1 de la présente décision ;

Considérant que la période d'affectation des soldes régulatoires électricité résiduels 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, dont un résumé est repris aux points 5.2 et 6.1 de la présente décision, que la proposition adaptée de tarifs périodiques d'électricité 2026-2029 d'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 annuellement 25 % du solde régulatoire électricité résiduel qui s'élève à 104.562.785€ (actif régulatoire) aux tarifs de distribution d'électricité des années 2026 à 2029 ;**
- **d'approuver la proposition adaptée de tarifs périodiques de distribution d'électricité pour les années 2026 à 2029 de ORES Assets déposée le 15 avril 2025.**

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 2026 s'appliqueront à partir du **1^{er} janvier 2026**.

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

8. VOIE DE RE COURS

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 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).

9. ANNEXES

- **Annexe I** : Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité de ORES Assets applicables du 01.01.2026 au 31.12.2026
- **Annexe II** : Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité de ORES Assets applicables du 01.01.2027 au 31.12.2027
- **Annexe III** : Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité de ORES Assets applicables du 01.01.2028 au 31.12.2028
- **Annexe IV** : Tarifs périodiques de prélèvement d'électricité de ORES Assets applicables du 01.01.2029 au 31.12.2029
- **Annexe V** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité de ORES Assets applicables du 01.01.2026 au 31.12.2026
- **Annexe VI** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité de ORES Assets applicables du 01.01.2027 au 31.12.2027
- **Annexe VII** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité de ORES Assets applicables du 01.01.2028 au 31.12.2028
- **Annexe VIII** : Tarifs périodiques d'injection d'électricité de ORES Assets applicables du 01.01.2029 au 31.12.2029
- **Annexe IX** : Explication des profils-type de consommation utilisés pour simuler les tarifs de distribution basse tension

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -						ORES ASSETS	
Période de validité : du 01.01.2026 au 31.12.2026									
	Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT>56kVA	
		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	
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution									
A. Terme capacitaire									
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe									
Pointe annuelle	(EUR/kW)	E210	0,1930874	-	1,3971943	-	1,7975673	-	3,5225396
Pointe mensuelle	(EUR/kW)	E210	0,3861749	-	2,7943885	-	3,5951346	-	7,0450792
C. Terme fixe	(EUR/an)	E270	875,69		637,34		383,44		13,30
D. Terme proportionnel									
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0091005
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0001695	0,0001695	0,0051818	0,0051818	0,0099081	0,0099081	0,0103049
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0000881	0,0000881	0,0028820	0,0028820	0,0052349	0,0052349	0,0048179
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0048179
II. Tarif pour les Obligations de Service Public	(EUR/kWh)	E215	0,0010523		0,0010738		0,0010962		0,0051022
III. Tarif pour les surcharges									
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0034069		0,0034069		0,0034069		0,0034092
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0003103		0,0012020		0,0020538		0,0047818
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000353		0,0000360		0,0000367		0,0000387
IV. Tarif pour les soldes régulatoires	(EUR/kWh)	E410	0,0002124		0,0028656		0,0029253		0,0030791

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

- 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 x kW - kW) x Paramètre de progression i

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 > 56 KVA

- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :

- 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 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembois-Saint-Trond, Thorembois-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 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)

- 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 :

- 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 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembois-Saint-Trond, Thorembois-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 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)

- 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 régulatoires

Tarifs périodiques de distribution d'électricité**- Prélèvement basse tension -****ORES ASSETS****Période de validité :****du 01.01.2026 au 31.12.2026**

		Code EDIEL	BT	
			Configuration tarifaire incitative	Configuration tarifaire standard
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution				
A. Terme capacitaire				
Tarif de base - pointes ≤ 12,7 kW		(EUR/kW)	E210	0,0000000
Tarif de puissance supplémentaire - pointes > 12,7 kW		(EUR/kW)	E210	0,0000000
B. Terme prosumer				
Tarif prosumer		(EUR/kWe)	E250	80,9813336
C. Terme fixe				
		(EUR/an)	E270	-
D. Terme proportionnel				
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,1042868
	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1354374
IMPACT	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0812624
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0270875
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	0,0487574
II. Tarif pour les Obligations de Service Public		(EUR/kWh)	E215	0,0051022
III. Tarif pour les surcharges				
Redevance de voirie		(EUR/kWh)	E891	0,0034092
Impôt sur les sociétés		(EUR/kWh)	E850	0,0047818
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux		(EUR/kWh)	E890	0,0000387
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		(EUR/kWh)	E410	0,0030791

20250617

Modalités d'application et de facturation :

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

Configuration tarifaire incitative

La tarification incitative (tarif IMPACT) est **optionnelle** et uniquement accessible aux utilisateurs de réseau dont la puissance de raccordement est **inférieure ou égale à 56 kVA** et qui sont **équipés d'un compteur électronique dont la fonction communicante est active**.

Configuration tarifaire standard

La tarification standard est accessible à tous les utilisateurs du réseau basse tension, à l'exception de ceux dont la puissance de raccordement est **supérieure à 56 kVA** et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée.

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

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau ayant opté pour la tarification incitative (tarif IMPACT)

- **le tarif de base**, exprimé en €/kW, est applicable aux 12,7 premiers kW de puissance quart-horaire moyenne qui sont appelés sur le réseau basse tension durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.
- **le tarif de puissance supplémentaire**, exprimé en €/kW, est applicable à la puissance quart-horaire moyenne qui est appelée au-delà des 12,7 premiers kW durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.

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 ;
- Le tarif prosumer est applicable aux prosumers qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau ;
- Pour les prosumers qui bénéficient de la compensation et qui disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau, le montant total des coûts de réseau établi sur la base de leurs prélèvements bruts est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélèvements nets augmenté du tarif prosumer.

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

- Le tarif 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.
- 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](#).

Configuration tarifaire standard

Monohoraire

- 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.

Bihoraire

- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
 - soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) 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).
- Les plages horaires associées à la tarification standard bihoraire sont les suivantes :
 - Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h du lundi au dimanche

Configuration tarifaire incitative

IMPACT

- Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes :
 - Heures PIC : de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures MEDIUM : de 7h à 11h et de 22h à 1h du lundi au dimanche
 - Heures ECO : de 11h à 17h et de 1h à 7h du lundi au dimanche

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 régulatoires

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -						ORES ASSETS		
Période de validité : du 01.01.2027 au 31.12.2027										
		Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT>56kVA	
			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	
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution										
A. Terme capacitaire										
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe										
Pointe annuelle	(EUR/kW)	E210	0,1584626	-	1,2955875	-	1,6452300	-	3,6639574	
Pointe mensuelle	(EUR/kW)	E210	0,3169251	-	2,5911750	-	3,2904601	-	7,3279147	
	(EUR/an)	E270	891,45		648,81		390,34		13,54	
C. Terme fixe										
D. Terme proportionnel										
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0093929	
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0001542	0,0001542	0,0051679	0,0051679	0,0097863	0,0097863	0,0106360	
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0000802	0,0000802	0,0028743	0,0028743	0,0051784	0,0051784	0,0049727	
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0049727	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public		(EUR/kWh)	E215	0,0010479	0,0010693	0,0010916	0,0050252			
III. Tarif pour les surcharges										
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0033923		0,0033923		0,0033923		0,0033944	
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0003126		0,0012008		0,0020313		0,0046995	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000345		0,0000352		0,0000359		0,0000378	
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		(EUR/kWh)	E410	0,0002124	0,0027950	0,0028531	0,0029990			

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

- 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 x kW - kW) x Paramètre de progression i

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 > 56 KVA

- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :

- 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 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembois-Saint-Trond, Thorembois-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 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)

- 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 :

- 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 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembois-Saint-Trond, Thorembois-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 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)

- 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 régulatoires

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement basse tension -		ORES ASSETS
Période de validité :		du 01.01.2027 au 31.12.2027		
			Code EDIEL	BT
				Configuration tarifaire incitative
				Configuration tarifaire standard
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution				
A. Terme capacitaire				
Tarif de base - pointes ≤ 12,7 kW		(EUR/kW)	E210	0,0000000
Tarif de puissance supplémentaire - pointes > 12,7 kW		(EUR/kW)	E210	0,0000000
B. Terme prosumer				
Tarif prosumer		(EUR/kWe)	E250	84,5140585
C. Terme fixe				
		(EUR/an)	E270	-
D. Terme proportionnel				
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0507579
	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1409942
IMPACT	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0845965
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0281988
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	0,0507579
II. Tarif pour les Obligations de Service Public		(EUR/kWh)	E215	0,0050252
III. Tarif pour les surcharges				
Redevance de voirie		(EUR/kWh)	E891	0,0033944
Impôt sur les sociétés		(EUR/kWh)	E850	0,0046995
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux		(EUR/kWh)	E890	0,0000378
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		(EUR/kWh)	E410	0,0029990

20250617

Modalités d'application et de facturation :

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

Configuration tarifaire incitative

La tarification incitative (tarif IMPACT) est **optionnelle** et uniquement accessible aux utilisateurs de réseau dont la puissance de raccordement est **inférieure ou égale à 56 kVA** et qui sont **équipés d'un compteur électronique dont la fonction communicante est active**.

Configuration tarifaire standard

La tarification standard est accessible à tous les utilisateurs du réseau basse tension, à l'exception de ceux dont la puissance de raccordement est **supérieure à 56 kVA** et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée.

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

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau ayant opté pour la tarification incitative (tarif IMPACT)

- **le tarif de base**, exprimé en €/kW, est applicable aux 12,7 premiers kW de puissance quart-horaire moyenne qui sont appelés sur le réseau basse tension durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.
- **le tarif de puissance supplémentaire**, exprimé en €/kW, est applicable à la puissance quart-horaire moyenne qui est appelée au-delà des 12,7 premiers kW durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.

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 ;
- Le tarif prosumer est applicable aux prosumers qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau ;
- Pour les prosumers qui bénéficient de la compensation et qui disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau, le montant total des coûts de réseau établi sur la base de leurs prélèvements bruts est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélèvements nets augmenté du tarif prosumer.

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

- Le tarif 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.
- 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](#).

Configuration tarifaire standard

Monohoraire

- 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.

Bihoraire

- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
 - soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) 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).
- Les plages horaires associées à la tarification standard bihoraire sont les suivantes :
 - Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h du lundi au dimanche

Configuration tarifaire incitative

IMPACT

- Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes :
 - Heures PIC : de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures MEDIUM : de 7h à 11h et de 22h à 1h du lundi au dimanche
 - Heures ECO : de 11h à 17h et de 1h à 7h du lundi au dimanche

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 régulatoires

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -						ORES ASSETS		
Période de validité : du 01.01.2028 au 31.12.2028										
		Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT>56kVA	
			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	
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution										
A. Terme capacitaire										
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe										
Pointe annuelle		(EUR/kW)	E210	0,1359057	-	1,2093427	-	1,5068236	-	3,7658835
Pointe mensuelle		(EUR/kW)	E210	0,2718115	-	2,4186855	-	3,0136473	-	7,5317671
C. Terme fixe		(EUR/an)	E270	907,50		660,49		397,37		13,78
D. Terme proportionnel										
Heures normales		(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0081797
Heures pleines		(EUR/kWh)	E210	0,0001414	0,0001414	0,0049139	0,0049139	0,0091026	0,0091026	0,0092623
Heures creuses		(EUR/kWh)	E210	0,0000736	0,0000736	0,0027330	0,0027330	0,0048250	0,0048250	0,0043304
Exclusif de nuit		(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0043304
II. Tarif pour les Obligations de Service Public		(EUR/kWh)	E215	0,0010419		0,0010631		0,0010853		0,0048275
III. Tarif pour les surcharges										
Redevance de voirie		(EUR/kWh)	E891	0,0033652		0,0033652		0,0033652		0,0033673
Impôt sur les sociétés		(EUR/kWh)	E850	0,0003198		0,0012098		0,0020248		0,0046207
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux		(EUR/kWh)	E890	0,0000337		0,0000344		0,0000351		0,0000367
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		(EUR/kWh)	E410	0,0002124		0,0027214		0,0027782		0,0029060

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

- 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 x kW - kW) x Paramètre de progression i

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 > 56 KVA

- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :

- 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 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembois-Saint-Trond, Thorembois-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 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)

- 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 :

- 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 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembois-Saint-Trond, Thorembois-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 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)

- 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 régulatoires

Tarifs périodiques de distribution d'électricité**- Prélèvement basse tension -****ORES ASSETS****Période de validité :****du 01.01.2028 au 31.12.2028**

		Code EDIEL	BT	
			Configuration tarifaire incitative	Configuration tarifaire standard
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution				
A. Terme capacitaire				
Tarif de base - pointes ≤ 12,7 kW		(EUR/kW)	E210	0,0000000
Tarif de puissance supplémentaire - pointes > 12,7 kW		(EUR/kW)	E210	0,0000000
B. Terme prosumer				
Tarif prosumer		(EUR/kWe)	E250	85,6768976
C. Terme fixe				
		(EUR/an)	E270	-
D. Terme proportionnel				
Monohoraire	Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-
Bihoraire	Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	-
	Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0519990
	Heures PIC	(EUR/kWh)	E210	0,1444417
IMPACT	Heures MEDIUM	(EUR/kWh)	E210	0,0866650
	Heures ECO	(EUR/kWh)	E210	0,0288883
	Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	0,0519990
II. Tarif pour les Obligations de Service Public		(EUR/kWh)	E215	0,0048275
III. Tarif pour les surcharges				
Redevance de voirie		(EUR/kWh)	E891	0,0033673
Impôt sur les sociétés		(EUR/kWh)	E850	0,0046207
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux		(EUR/kWh)	E890	0,0000367
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		(EUR/kWh)	E410	0,0029060

20250617

Modalités d'application et de facturation :

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

Configuration tarifaire incitative

La tarification incitative (tarif IMPACT) est **optionnelle** et uniquement accessible aux utilisateurs de réseau dont la puissance de raccordement est **inférieure ou égale à 56 kVA** et qui sont **équipés d'un compteur électronique dont la fonction communicante est active**.

Configuration tarifaire standard

La tarification standard est accessible à tous les utilisateurs du réseau basse tension, à l'exception de ceux dont la puissance de raccordement est **supérieure à 56 kVA** et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée.

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

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau ayant opté pour la tarification incitative (tarif IMPACT)

- **le tarif de base**, exprimé en €/kW, est applicable aux 12,7 premiers kW de puissance quart-horaire moyenne qui sont appelés sur le réseau basse tension durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.
- **le tarif de puissance supplémentaire**, exprimé en €/kW, est applicable à la puissance quart-horaire moyenne qui est appelée au-delà des 12,7 premiers kW durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.

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 ;
- Le tarif prosumer est applicable aux prosumers qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau ;
- Pour les prosumers qui bénéficient de la compensation et qui disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau, le montant total des coûts de réseau établi sur la base de leurs prélèvements bruts est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélèvements nets augmenté du tarif prosumer.

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

- Le tarif 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.
- 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](#).

Configuration tarifaire standard

Monohoraire

- 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.

Bihoraire

- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
 - soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) 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).
- Les plages horaires associées à la tarification standard bihoraire sont les suivantes :
 - Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h du lundi au dimanche

Configuration tarifaire incitative

IMPACT

- Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes :
 - Heures PIC : de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures MEDIUM : de 7h à 11h et de 22h à 1h du lundi au dimanche
 - Heures ECO : de 11h à 17h et de 1h à 7h du lundi au dimanche

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 régulatoires

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Prélèvement T-MT, MT, T-BT et BT > 56 kVA -						ORES ASSETS		
Période de validité : du 01.01.2029 au 31.12.2029										
		Code EDIEL	T-MT		MT		T-BT		BT>56kVA	
			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	
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution										
A. Terme capacitaire										
a. Pour les compteurs avec mesure de pointe										
Pointe annuelle	(EUR/kW)	E210	0,1119559	-	1,1218961	-	1,3668613	-	3,8853689	
Pointe mensuelle	(EUR/kW)	E210	0,2239118	-	2,2437922	-	2,7337226	-	7,7707378	
	(EUR/an)	E270	923,84		672,38		404,52		14,03	
C. Terme fixe										
D. Terme proportionnel										
Heures normales	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0074557	
Heures pleines	(EUR/kWh)	E210	0,0001276	0,0001276	0,0047605	0,0047605	0,0086313	0,0086313	0,0084425	
Heures creuses	(EUR/kWh)	E210	0,0000664	0,0000664	0,0026477	0,0026477	0,0045844	0,0045844	0,0039471	
Exclusif de nuit	(EUR/kWh)	E210	-	-	-	-	-	-	0,0039471	
II. Tarif pour les Obligations de Service Public		(EUR/kWh)	E215	0,0010319	0,0010530	0,0010749	0,0046787			
III. Tarif pour les surcharges										
Redevance de voirie	(EUR/kWh)	E891	0,0033277	0,0033277	0,0033277	0,0033277	0,0033277	0,0033296	0,0033296	
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	E850	0,0003233	0,0012132	0,0012132	0,0012132	0,0020178	0,0045464	0,0045464	
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	E890	0,0000328	0,0000335	0,0000335	0,0000335	0,0000342	0,0000356	0,0000356	
IV. Tarif pour les soldes régulatoires		(EUR/kWh)	E410	0,0002124	0,0026388	0,0026937	0,0028078			

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

- 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 x kW - kW) x Paramètre de progression i

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 > 56 KVA

- Le tarif pour les heures normales est applicable 24h/24.
- Les heures associées aux heures pleines et aux heures creuses :

- 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 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembois-Saint-Trond, Thorembois-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 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)

- 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 :

- 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 Hélécine, 1360 Malèves-Sainte-Marie-Wastines, Thorembois-Saint-Trond, Thorembois-les-Béguines, Orbais (hors ville de Perwez), 1367 Ramillies, 1370 Jodoigne, 4287 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)

- 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 régulatoires

Tarifs périodiques de distribution d'électricité**- Prélèvement basse tension -****ORES ASSETS****Période de validité :****du 01.01.2029 au 31.12.2029**

			Code EDIEL	BT	
				Configuration tarifaire incitative	Configuration tarifaire standard
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution					
A. Terme capacitaire					
Tarif de base - pointes ≤ 12,7 kW			(EUR/kW)	E210	0,0000000
Tarif de puissance supplémentaire - pointes > 12,7 kW			(EUR/kW)	E210	0,0000000
B. Terme prosumer					
Tarif prosumer			(EUR/kWe)	E250	86,2877391
C. Terme fixe					
D. Terme proportionnel					
Monohoraire	Heures normales		(EUR/kWh)	E210	-
Bihoraire	Heures pleines		(EUR/kWh)	E210	-
	Heures creuses		(EUR/kWh)	E210	0,0527309
	Heures PIC		(EUR/kWh)	E210	0,1464749
IMPACT	Heures MEDIUM		(EUR/kWh)	E210	0,0878849
	Heures ECO		(EUR/kWh)	E210	0,0292950
	Exclusif de nuit		(EUR/kWh)	E210	0,0527309
II. Tarif pour les Obligations de Service Public			(EUR/kWh)	E215	0,0046787
III. Tarif pour les surcharges					
Redevance de voirie			(EUR/kWh)	E891	0,0033296
Impôt sur les sociétés			(EUR/kWh)	E850	0,0045464
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux			(EUR/kWh)	E890	0,0000356
IV. Tarif pour les soldes régulatoires			(EUR/kWh)	E410	0,0028078

20250617

Modalités d'application et de facturation :

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

Configuration tarifaire incitative

La tarification incitative (tarif IMPACT) est **optionnelle** et uniquement accessible aux utilisateurs de réseau dont la puissance de raccordement est **inférieure ou égale à 56 kVA** et qui sont **équipés d'un compteur électronique dont la fonction communicante est active**.

Configuration tarifaire standard

La tarification standard est accessible à tous les utilisateurs du réseau basse tension, à l'exception de ceux dont la puissance de raccordement est **supérieure à 56 kVA** et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée.

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

Le terme capacitaire est applicable aux utilisateurs de réseau ayant opté pour la tarification incitative (tarif IMPACT)

- **le tarif de base**, exprimé en €/kW, est applicable aux 12,7 premiers kW de puissance quart-horaire moyenne qui sont appelés sur le réseau basse tension durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.
- **le tarif de puissance supplémentaire**, exprimé en €/kW, est applicable à la puissance quart-horaire moyenne qui est appelée au-delà des 12,7 premiers kW durant chaque quart d'heure composant la période de facturation concernée. Pour les années 2026 à 2029, ce tarif est fixé à 0€/kW.

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 ;
- Le tarif prosumer est applicable aux prosumers qui ne disposent pas d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau ;
- Pour les prosumers qui bénéficient de la compensation et qui disposent d'un compteur permettant d'enregistrer leurs prélèvements réels d'électricité brute sur le réseau, le montant total des coûts de réseau établi sur la base de leurs prélèvements bruts est plafonné au montant total des coûts de réseau établi sur la base des prélèvements nets augmenté du tarif prosumer.

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

- Le tarif 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.
- 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](#).

Configuration tarifaire standard

Monohoraire

- 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.

Bihoraire

- Le choix de la tarification bihoraire est possible uniquement pour les utilisateurs de réseau équipés
 - soit d'un compteur (électronique ou électromécanique) 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).
- Les plages horaires associées à la tarification standard bihoraire sont les suivantes :
 - Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h du lundi au dimanche

Configuration tarifaire incitative

IMPACT

- Les plages horaires associées au tarif IMPACT sont les suivantes :
 - Heures PIC : de 17h à 22h du lundi au dimanche
 - Heures MEDIUM : de 7h à 11h et de 22h à 1h du lundi au dimanche
 - Heures ECO : de 11h à 17h et de 1h à 7h du lundi au dimanche

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 régulatoires

Annexe V

TAB5.1 : Tarifs d'injection 2026

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -			ORES ASSETS			
Période de validité : du 01.01.2026 au 31.12.2026								
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution								
A. Terme capacitaire		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT			
Capacité d'injection flexible (EUR/kVA)		E212	0,000000	0,000000	0,000000			
Capacité d'injection permanente (EUR/kVA)		E213	0,4709669	0,0438992	3,5909225			
B. Terme fixe	(EUR/an)	E270	877,58	665,23	16,38			
					16,38			

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 ;

TAB5.2 : Tarifs d'injection 2027

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -			ORES ASSETS
Période de validité : du 01.01.2027 au 31.12.2027					
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT
A. Terme capacitaire					
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,0000000	0,0000000	0,0000000
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4794443	0,0446894	3,6555591
B. Terme fixe		(EUR/an)	E270	893,38	677,21
				16,67	16,67

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 ;

Annexe VII

TAB5.3 : Tarifs d'injection 2028

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -			ORES ASSETS		
Période de validité : du 01.01.2028 au 31.12.2028							
<u>I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution</u>		Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA	
<u>A. Terme capacitaire</u>							
Capacité d'injection flexible	(EUR/kVA)	E212	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	
Capacité d'injection permanente	(EUR/kVA)	E213	0,4880743	0,0454938	3,7213591	3,7213591	
<u>B. Terme fixe</u>		(EUR/an)	E270	909,46	689,40	16,97	16,97

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 ;

Annexe VIII

TAB5.4 : Tarifs d'injection 2029

Tarifs périodiques de distribution d'électricité		- Injection -			ORES ASSETS			
Période de validité : du 01.01.2029 au 31.12.2029								
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution								
A. Terme capacitaire	Code EDIEL	T-MT	MT	T-BT	BT >10kVA			
Capacité d'injection flexible (EUR/kVA)	E212	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000			
Capacité d'injection permanente (EUR/kVA)	E213	0,4968596	0,0463127	3,7883436	3,7883436			
B. Terme fixe (EUR/an)	E270	925,83	701,81	17,28	17,28			

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 ;



Tous acteurs de l'**énergie**

Date du document : 26/06/2025

ANNEXE 9

Décision CD-25f26-CWaPE-1121

EXPLICATION DES PROFILS-TYPE DE CONSOMMATION UTILISÉS POUR SIMULER LES COÛTS DE DISTRIBUTION BASSE TENSION

1. CONTEXTE

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 (ci-après la méthodologie tarifaire) prévoit l'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2026, d'une nouvelle structure tarifaire applicable aux URD des catégories 2 et 3 de la basse tension.

L'article 77 de la méthodologie tarifaire définit ces catégories 2 et 3 comme suit :

« Article 77. *Au sein des utilisateurs de réseau raccordés au niveau de tension BT, trois catégories d'utilisateurs sont distinguées pour le prélèvement :*

- *catégorie 1 : utilisateurs dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélèvement sur le réseau peut être mesurée, leur courbe de charge étant soit mesurée soit calculée ;*
- *catégorie 2 : utilisateurs dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA et dont la puissance de prélèvement sur le réseau ne peut pas être mesurée ;*
- *catégorie 3 : utilisateurs dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA. »*

La nouvelle structure tarifaire prévoit :

- d'une part, la modification des plages horaires applicables à la configuration tarifaire bihoraire, avec l'introduction d'une plage d'heures creuses entre 11h00 et 17h00, et l'alignement des plages horaires du weekend sur celles de la semaine ;
- d'autre part, l'introduction d'une nouvelle configuration tarifaire dite incitative qui prévoit 5 plages horaires combinées à 3 niveaux de tarifs, applicables aux 7 jours de la semaine.

Cette nouvelle structure tarifaire a pour objectif d'inciter les utilisateurs du réseau basse tension à **déplacer leurs charges flexibles** des moments où le réseau est fortement sollicité (peu de capacité disponible) vers les moments où le réseau est moins sollicité (capacités disponibles) et d'inciter les utilisateurs du réseau à utiliser l'énergie renouvelable et intermittente au moment où elle est produite.

Il est donc important que les simulations réalisées sur les nouveaux tarifs de distribution basse tension illustrent l'évolution possible des coûts de réseau pour chaque client-type en fonction de la réponse donnée à l'incitation à déplacer ses charges. A cette fin, les profils présentant des volumes de prélèvement flexibles seront déclinés en une version de base et une version optimisée. Ces profils (de base et, le cas échéant, optimisés) sont issus de l'étude relative à la mise en œuvre d'une nouvelle structure tarifaire applicable aux utilisateurs du réseau de distribution en basse tension réalisée par la société de consultation GeekCo et publiée sur le site de la CWaPE en mars 2024 (ci-après l'étude tarifaire).

2. PROFILS-TYPE SÉLECTIONNÉS

2.1. P_Db

Ce profil a une consommation annuelle de 2.077 kWh en simple tarif (monohoraire), et une puissance de raccordement de 9,2 kVA. Ce volume de consommation correspond à la tranche de consommation Eurostat Db (1.000 kWh à 2.500 kWh). Il s'agit d'un profil réel de consommation appartenant à un URD wallon. Ce profil a été sélectionné pour sa proximité avec le profil synthétique S21.

Les consommations de ce client sont faibles et considérées comme très peu flexibles. Aucun potentiel de déplacement de charge n'a été identifié.

		Configuration tarifaire standard	Configuration tarifaire incitative
2025	Profil de base	Monohoraire : 2.077 kWh/an	
2026-2029	Profil de base	Monohoraire : 2.077 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 893 kWh/an Heures MEDIUM : 527 kWh/an Heures PIC : 656 kWh/an
	Profil optimisé	Monohoraire : 2.077 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 893 kWh/an Heures MEDIUM : 527 kWh/an Heures PIC : 656 kWh/an

2.2. P_Dc

Ce profil a une consommation annuelle de 3.408 kWh en bihoraire, et une puissance de raccordement de 11,5 kVA. Ce volume de consommation correspond à la tranche de consommation Eurostat Dc (2.500 kWh à 5.000 kWh). Il s'agit d'un profil réel de consommation appartenant à un URD wallon. Ce profil a été sélectionné lors de l'étude tarifaire pour sa proximité avec le profil synthétique S21 et parce qu'il a un niveau de consommation annuelle proche de celui du client-type habituellement utilisé par la CWaPE pour illustrer l'URD basse tension résidentiel (Dc : 3.500 kWh par an en tarification bihoraire avec 1600 kWh en heures pleines 1900 kWh en heures creuses). Il est considéré que, vu la consommation annuelle et la courbe de charge de cet URD, il ne dispose pas d'un système principal d'eau chaude sanitaire à l'électricité.

Il est considéré que cet utilisateur dispose d'un potentiel de déplacement de charge relatif aux 3 appareils domestiques suivants : lave-vaisselle, machine à laver et séchoir. Le volume de consommation déplaçable relatif à ces 3 usages est évalué à 1.150 kWh par an, soit 80% de la consommation totale de ces appareils sur une année.

Cependant, l'analyse fine des consommations de ce profil a montré que cet utilisateur optimise déjà l'usage de ces appareils (lave-vaisselle, machine à laver et séchoir) en répondant adéquatement au signal bihoraire actuel (avant 2026) et en plaçant une partie importante de ses consommations la nuit et le weekend. Pour cette raison, seuls 187 kWh peuvent être optimisés en configuration tarifaire standard

bihoraire (transférés des heures pleines vers les heures creuses), les consommations liées à ces usages étant déjà en grande partie dans les plages d'heures creuses. En configuration tarifaire incitative, le volume flexible de ce profil est estimé à 386 kWh.

		Configuration tarifaire standard	Configuration tarifaire incitative
2025	Profil de base	Bihoraire : Heures pleines : 1.634 kWh/an Heures creuses : 1.774 kWh/an	
2026-2029	Profil de base	Bihoraire : Heures pleines : 1.613 kWh/an Heures creuses : 1.795 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 1.410 kWh/an Heures MEDIUM : 1.022 kWh/an Heures PIC : 976 kWh/an
	Profil optimisé	Bihoraire : Heures pleines : 1.427 kWh/an Heures creuses : 1.981 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 1.796 kWh/an Heures MEDIUM : 790 kWh/an Heures PIC : 822 kWh/an

2.3. P_DcVE1

Il s'agit du profil-type P_Dc auquel la consommation relative au rechargeement d'un véhicule électrique a été ajoutée. Ces rechargements sont effectués à l'aide d'une **borne de recharge** privée pour véhicule électrique d'une puissance de **3,7 kW** et le véhicule dispose d'une batterie de 26,8 kWh. La consommation dédiée au rechargeement du véhicule électrique est de 3.972 kWh/an ; soit une consommation totale annuelle pour ce profil de 7.380 kWh en bihoraire (heures pleines 3.841 kWh ; heures creuses : 3.539 kWh). La puissance de raccordement est de 11,5 kVA.

Si l'on considère que le véhicule électrique réalise 100% de ses recharges au domicile, on peut en déduire que ce véhicule parcourt +/- 22.000 km/an et consomme en moyenne 18 kWh/100km.

Ce profil bénéficie d'une part d'un potentiel d'optimisation de ses consommations traditionnelles (lave-vaisselle, machine à laver et séchoir) et d'autre part d'un potentiel d'optimisation des rechargeements de son VE, ce dernier étant significatif. En effet, le profil de charge initial du VE est théorique et a été transmis à la CWaPE par ORES dans le cadre de l'étude tarifaire. Ce profil de base n'active aucune flexibilité pour la recharge du véhicule (distribution des recharges selon la méthode Monte-Carlo), la CWaPE a donc considéré que 80% des recharges pouvaient être optimisées, les 20% restants étant considérés comme « contraints » et non-déplaçables, quelle que soit la plage horaire dans laquelle ils tombent.

Les recharges pouvant être optimisées/flexibilisées ont été déplacées vers les heures les moins chères. Ainsi, en configuration tarifaire standard bihoraire, le volume de consommation flexible relatif au VE s'élève à 1.481 kWh, auquel s'ajoute les 187 kWh flexibles relatifs aux 3 appareils domestiques (lave-vaisselle, la machine à laver et le séchoir). Le volume flexible total de ce profil en tarification bihoraire est donc de 1.668 kWh. En configuration tarifaire incitative, le volume flexible de ce profil est estimé à 1.749

kWh pour le VE, auquel s'ajoutent les 386 kWh des 3 appareils domestiques. Le volume flexible total de ce profil en tarification incitative est donc de 2.135 kWh.

		Configuration tarifaire standard	Configuration tarifaire incitative
2025	Profil de base	Bihoraire : Heures pleines : 3.841 kWh/an Heures creuses : 3.539 kWh/an	
2026-2029	Profil de base	Bihoraire : Heures pleines : 3.445 kWh/an Heures creuses : 3.935 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 3.147 kWh/an Heures MEDIUM : 2.079 kWh/an Heures PIC : 2.154 kWh/an
	Profil optimisé	Bihoraire : Heures pleines : 1.787 kWh/an Heures creuses : 5.604 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 5.282 kWh/an Heures MEDIUM : 1.032 kWh/an Heures PIC : 1.050 kWh/an

1.1. P_DcPAC

Il s'agit du profil-type P_Dc auquel la consommation correspondant à une pompe à chaleur air-eau a été ajoutée. La consommation de cette PAC s'élève à 4.094 kWh/an et correspond à la consommation pour le chauffage d'une habitation de 129 m² dotée d'une isolation moyenne dans laquelle vivent 3 personnes. Cette consommation inclut la production d'eau chaude sanitaire¹. La consommation annuelle totale pour ce profil est de 7.502 kWh en bihoraire (heures pleines 3.718 kWh ; heures creuses : 3.784 kWh) et sa puissance de raccordement au réseau est de 11,5 kVA.

Ce profil bénéficie d'une part d'un potentiel d'optimisation lié à ses consommations traditionnelles (lave-vaisselle, machine à laver et séchoir) et d'autre part d'un potentiel d'optimisation relatif à la PAC. Ce dernier étant relativement important. Le profil de consommation initial de la PAC est théorique et a été transmis à la CWaPE par ORES dans le cadre de l'étude tarifaire. Ce profil de base n'intègre aucune optimisation et représente le besoin de chaleur. Afin d'optimiser la consommation de la PAC en fonction des signaux tarifaires, il est considéré que cette dernière est couplée à un thermostat et qu'il s'agit d'une PAC modulaire. Le potentiel d'effacement de la consommation de la PAC est limité à 30% et n'est possible qu'en considérant qu'un préchauffage a été programmé durant les heures qui précédent cet effacement, afin de garantir le confort thermique de l'habitation. Il est donc considéré que la consommation de la PAC est effacée durant les plages horaires les plus chères et que le préchauffage a lieu durant les plages horaires qui précèdent les plages horaires les plus chères.

Les consommations pouvant être effacées des plages horaires les plus chères sont déplacées vers les plages horaires moins chères (préchauffage). Ainsi, en configuration tarifaire standard bihoraire, le volume de consommation flexible relatif à la PAC s'élève à 554 kWh, auquel s'ajoute les 187 kWh flexibles relatifs

¹ La production d'ECS pour 3 personnes à partir de la pompe à chaleur représente une consommation électrique annuelle de 857 kWh.

aux 3 appareils domestiques (lave-vaisselle, la machine à laver et le séchoir). Le volumes flexible total de ce profil en tarification bihoraire est donc de 741 kWh. En configuration tarifaire incitative, le volume flexible de ce profil est estimé à 554 kWh pour la PAC, auquel s'ajoutent les 386 kWh des 3 appareils domestiques. Le volume flexible total de ce profil en tarification incitative est donc de 940 kWh.

		Configuration tarifaire standard	Configuration tarifaire incitative
2025	Profil de base	Bihoraire : Heures pleines : 3.718 kWh/an Heures creuses : 3.784 kWh/an	
2026-2029	Profil de base	Bihoraire : Heures pleines : 3.462 kWh/an Heures creuses : 4.040 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 3.345 kWh/an Heures MEDIUM : 2.228 kWh/an Heures PIC : 1.929 kWh/an
	Profil optimisé	Bihoraire : Heures pleines : 2.721 kWh/an Heures creuses : 4.781 kWh/an	Tarif IMPACT Heures ECO : 4.285 kWh/an Heures MEDIUM : 1.727 kWh/an Heures PIC : 1.490 kWh/an