

Date du document : 28/03/2024

DÉCISION

CD-24c28-CWape-0889

PROPOSITION DE REVENU AUTORISE ELECTRICITE 2025-2029 DEPOSEE LE 19 MARS 2024 PAR LE GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION ORES ASSETS

Rendue en application de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14°, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, des articles 2, § 2, et 7, § 1^{er}, alinéa 2, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité et de l'article 5, § 1^{er}, 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.....	3
2.	HISTORIQUE DE LA PROCEDURE.....	4
3.	RESERVES.....	5
4.	PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029	6
4.1.	<i>Valorisation</i>	6
4.2.	<i>Résumé d'analyse</i>	7
4.2.1.	Eléments constituant le revenu autorisé (RA _N)	7
4.2.2.	Contrôles effectués	7
4.2.3.	Evolution du revenu autorisé entre 2019 et 2029	8
4.2.4.	Comparaison du Revenu Autorisé 2024 avec le Revenu Autorisé 2025.....	9
4.2.5.	Evolution du Revenu Autorisé au cours de la période réglementaire 2025-2029.....	11
5.	DECISION	21
6.	VOIE DE RECOURS	22
7.	ANNEXE.....	23

Index tableaux

Tableau 1	Synthèse du revenu autorisé des années 2025 à 2029	6
Tableau 2	Valeurs des actifs régulés et de la marge équitable 2025-2029	17
Tableau 3	montants résiduels des soldes réglementaires	20

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, § 1^{er}, 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 (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 et non périodiques visant à couvrir ce revenu autorisé.

Les règles de détermination du revenu autorisé, dont la CWaPE contrôle le respect dans le cadre de la présente décision, sont fixées dans la méthodologie tarifaire 2025-2029, adoptée par le Comité de direction de la CWaPE le 31 mai 2023.

La présente décision se base sur la législation en vigueur au moment de son adoption notamment en ce qui concerne le déploiement des compteurs communicants. Des modifications décrétales actuellement à l'étude pourraient entraîner une révision de la méthodologie tarifaire 2025-2029 dans les prochains mois.

2. HISTORIQUE DE LA PROCEDURE

1. En date du 13 octobre 2023, et conformément à l'article 68, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a accusé réception de la proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 de ORES Assets sous la forme du modèle de rapport et de ses annexes.
2. Le 17 octobre 2023 a présenté à la CWaPE les hypothèses sous-jacentes à la proposition de revenu autorisé électricité lors d'une réunion dans les locaux de la CWaPE.
3. Conformément à l'article 68, § 2, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a adressé par lettre recommandée avec accusé de réception, ainsi que par courrier électronique à ORES Assets le 19 octobre 2023, une demande de fournir des informations manquantes. Ces informations ont été transmises par ORES le 27 octobre 2023, 9 novembre 2023 et 14 novembre 2023.
4. En date du 24 novembre 2023, en application de l'article 68, § 3, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la CWaPE a adressé, au gestionnaire de réseau de distribution, par courrier électronique, ses questions complémentaires.
5. En date du 12 janvier 2024, une réunion a été organisée dans les locaux de la CWaPE pour discuter de certains éléments de la proposition RA 2025-2029.
6. En date du 31 janvier 2024 et conformément à l'article 68, § 4, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, ORES Assets a transmis, par lettre avec accusé de réception ainsi que sous format électronique, les réponses aux questions complémentaires ainsi qu'une proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029.
7. En date du 20 février 2024, la CWaPE a adressé à ORES Assets des questions complémentaires.
8. En date du 13 mars 2024, ORES a transmis les réponses aux questions adressées le 20 février ainsi qu'une version adaptée de la proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029.
9. En date du 19 mars 2024, ORES a transmis une version adaptée de la proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 pour se conformer aux demandes de modification de la CWaPE concernant le plan de déploiement des compteurs communicants adressées le 15 mars 2024.
10. Par la présente décision, la CWaPE se prononce, en vertu de l'article 43, § 2, alinéa 2, 14^o, 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, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, sur la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée le 19/03/2024 par le gestionnaire de réseau de distribution ORES Assets.

3. RESERVES

La présente décision relative au revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution 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.

La CWaPE rappelle par ailleurs que les contrôles qu'elle exerce sur la réalité et le caractère raisonnablement justifié des coûts budgétés par les GRD ne peuvent porter sur la totalité de ces coûts mais sont généralement opérés par sondage, notamment à travers les questions posées et demandes d'informations complémentaires adressées aux GRD sur la base d'éléments ayant attiré l'attention de la CWaPE. La CWaPE n'a donc pas connaissance de l'intégralité des opérations à l'origine des coûts budgétés par les GRD et encore moins de leurs montants et justifications, en particulier en ce qui concerne les coûts contrôlables pour lesquels les GRD n'ont pas établi de budget à proprement parler.

Par conséquent, l'absence de remarques sur certains éléments de coûts ou de réduction de coûts dans la présente décision ne peut être interprétée comme une approbation tacite ou implicite de ces éléments de coûts ou de réduction de coûts pour les années à venir. La CWaPE se réserve le droit, ultérieurement, de soumettre la justification et le caractère raisonnable de ces éléments de coûts ou de réduction de coûts à un examen approfondi et, le cas échéant, de les refuser dans le respect du cadre établi par la méthodologie tarifaire. La CWaPE est toutefois disposée, sur demande motivée d'ORES, à se prononcer de manière spécifique sur des coûts bien précis non abordés dans le cadre du présent contrôle.

4. PROPOSITION DE REVENU AUTORISE 2025-2029

4.1. Valorisation

La valorisation des revenus autorisés relatifs aux exercices d'exploitation 2025 à 2029 introduits par ORES Assets au travers de sa proposition adaptée de revenu autorisé électricité en date du 19/03/2024 est reprise dans le tableau suivant :

TABLEAU 1 SYNTHÈSE DU REVENU AUTORISÉ DES ANNÉES 2025 A 2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL
Charges nettes contrôlables	380.781.240	385.503.651	390.432.106	395.561.971	401.320.340	1.953.599.308
Charges nettes contrôlables autres	200.966.340	202.439.861	204.057.007	205.820.400	208.152.509	1.021.436.118
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	29.977.478	30.517.072	31.066.380	31.625.575	32.194.835	155.381.340
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	149.837.422	152.546.717	155.308.718	158.115.997	160.972.996	776.781.850
Charges et produits non-contrôlables	131.069.501	128.267.641	131.567.736	125.512.623	123.509.500	639.927.002
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	132.353.038	130.261.713	133.248.879	127.505.046	125.516.074	648.884.750
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	28.239	28.747	29.265	29.791	30.328	146.370
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	67.814.049	65.477.129	68.095.189	61.819.941	58.716.231	321.922.539
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0
Redevance de voirie	32.334.287	32.916.304	33.508.798	34.111.956	34.725.971	167.597.316
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	30.037.891	30.133.724	30.484.141	30.850.728	31.394.058	152.900.542
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	368.465	368.465	368.465	368.465	368.465	1.842.325
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	0	0	0	0	0	0
Charges de pension non-capitalisées	1.770.108	1.337.344	763.021	324.165	281.021	4.475.658
Charges et produits non-contrôlables OSP	-1.283.537	-1.994.072	-1.681.142	-1.992.423	-2.006.574	-8.957.748
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	16.695.056	16.197.494	16.668.223	15.487.712	14.841.127	79.889.611
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	14.140.272	14.635.059	15.147.969	15.679.681	16.230.902	75.833.884
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	6.581.450	6.942.806	7.763.078	7.893.488	8.026.507	37.207.330
Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social	-41.847.863	-42.967.048	-44.584.988	-44.434.510	-44.565.650	-218.400.058
Charges d'achat des certificats verts	3.147.548	3.197.616	3.324.576	3.381.205	3.460.540	16.511.485
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0
Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	8.523.960	8.985.825	10.785.544	10.784.992	11.039.933	50.120.254
Charges nettes fixes	3.497.495	2.424.310	2.561.877	2.684.532	2.697.640	13.865.855
Charges nettes variables	5.968.770	7.503.820	9.165.972	9.042.765	9.284.598	40.965.925
Réduction Volontaire de coûts (cf. courrier d'accompagnement)	-942.305	-942.305	-942.305	-942.305	-942.305	-4.711.526
Marge équitable	110.065.956	110.593.095	112.294.012	115.018.232	118.357.196	566.328.491
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	88.467.342	91.776.496	96.121.553	101.352.070	107.057.298	484.774.758
Marge équitable PV de réévaluation	21.444.234	18.705.238	16.098.412	13.623.752	11.281.239	81.152.875
Marge OSP	154.379	111.362	74.047	42.410	18.660	400.858
Quote-part des soldes régulatoires approuvés et affectés	0	0	0	0	0	0
Soldes régulatoires déjà affectés	0	0	0	0	0	0
TOTAL	630.440.657	633.350.212	645.079.398	646.877.818	654.226.969	3.209.975.054

4.2. Résumé d'analyse

Le présent résumé expose les résultats des principales analyses et contrôles effectués par la CWaPE dans le cadre de la procédure d'approbation du revenu autorisé. Ces analyses et ces contrôles sont détaillés dans l'annexe I qui fait partie intégrante de la présente décision.

4.2.1. Éléments constituant le revenu autorisé (RA_N)

Conformément à l'article 8 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau doit être réalisé en application de la formule suivante :

$$RA_N = CNO_N + CNCC_N + MBE_N + Q_N + SR_N$$

Composés majoritairement de charges nettes contrôlables (61%), les revenus autorisés électricité 2025-2029 d'ORES Assets comprennent en outre des charges nettes non contrôlables (20%), la marge bénéficiaire équitable (18%), des charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants (2%). Aucun solde régulateur des années précédentes n'est affecté aux revenus autorisés électricité 2025-2029 d'ORES Assets à ce stade.

4.2.2. Contrôles effectués

Sur la base de la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 datée du 19/03/2024, la CWaPE a contrôlé le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution. Ce contrôle a porté notamment sur les éléments suivants :

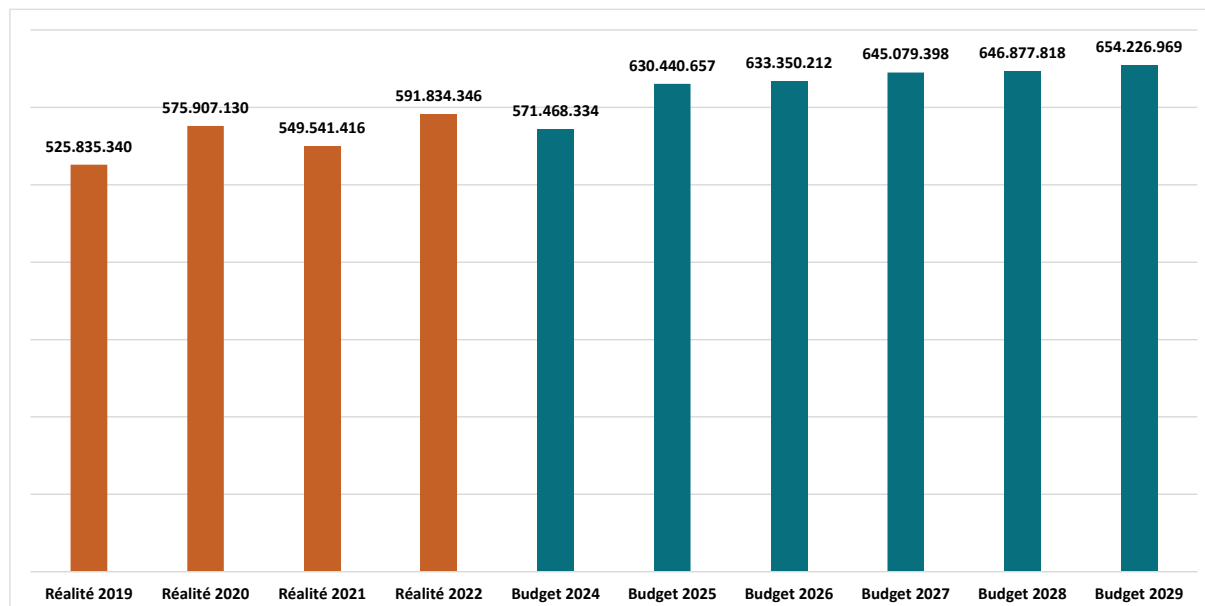
- Le respect des règles de calcul des budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables de des années 2025 à 2029 ;
- Les hypothèses des budgets des années 2025 à 2029 des charges nettes opérationnelles non contrôlables ;
- Les règles de calcul et de détermination des budgets des charges nettes opérationnelles relatives au déploiement des compteurs communicants électricité des années 2025 à 2029, y inclus le respect de l'impact marginal ;
- Les hypothèses d'évolution de la base d'actifs régulés sur la période 2025-2029 ;
- Le calcul de la marge bénéficiaire équitable pour la période 2025-2029 ;
- Le calcul de la quote-part des soldes régulateurs affectée aux revenus autorisés des années 2025 à 2029 ;

Au terme de ce contrôle, la CWaPE acte le respect des règles d'établissement du revenu autorisé électricité 2025-2029 par ORES Assets telles qu'édictées par la méthodologie tarifaire.

4.2.3. Evolution du revenu autorisé entre 2019 et 2029

Le graphique ci-dessous montre l'évolution du revenu autorisé électricité réel d'ORES Assets entre 2019 et 2022 et l'évolution du revenu autorisé électricité budgété d'ORES Assets entre 2024 et 2029.

GRAPHIQUE 2 REVENU AUTORISE REEL 2019-2022 ET BUDGETE 2024-2029 (EN EUROS)



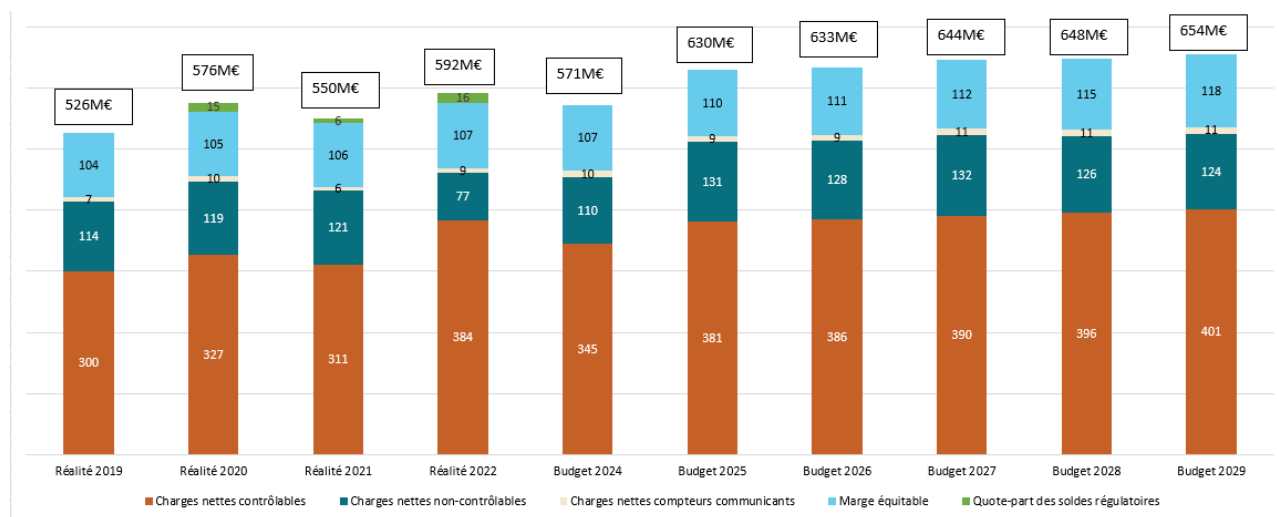
Par rapport à l'enveloppe budgétaire ayant servi de base à la détermination des tarifs de l'année 2024, le revenu autorisé électricité de l'année 2025 d'ORES Assets est en augmentation de 59 M€, soit une hausse de l'ordre de 10%. Le revenu autorisé augmente de 4% entre 2025 et 2029.

La CWaPE attire l'attention du lecteur sur le fait **les augmentations du revenu autorisé ne correspondent pas *de facto* à l'augmentation des tarifs périodiques de distribution**. En effet, les tarifs de distribution dépendent à la fois du niveau du revenu autorisé mais également de la manière dont le GRD va répartir le Revenu Autorisé entre les niveaux de tension (T-MT, MT, T-BT, BT), entre les termes tarifaires au sein d'un même niveau de tension (terme fixe, terme capacitaire, terme proportionnel), entre les différentes configurations tarifaires (monohoraire, bihoraire, exclusif de nuit, etc) mais également des hypothèses de volumes et de puissances adoptées par le GRD.

La CWaPE constate également que, par rapport aux coûts réels rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution à travers son rapport tarifaire *ex post* de l'année 2022, le revenu autorisé électricité de l'année 2025 de ORES Assets augmente de **39M€**, soit une hausse de **7%** ;

Le graphique suivant montre l'évolution des composants du revenu autorisé entre l'année 2019 et l'année 2029 :

GRAPHIQUE 3 EVOLUTION DES COMPOSANTS DU REVENU AUTORISE ENTRE 2019 ET 2025 (EN MILLIONS D'EUROS)



4.2.4. Comparaison du Revenu Autorisé 2024 avec le Revenu Autorisé 2025

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

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

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

- 1. Les charges nettes contrôlables** augmentent de 36 M€ (soit 11%) entre 2024 et 2025. Les règles de détermination des charges nettes contrôlables des années 2024 et 2025 sont fondamentalement différentes. A noter que les charges nettes contrôlables de l'année 2024 d'ORES ne tiennent pas compte de l'indexation des années 2022 et 2023 (9,2% en 2022 et 4,3% en 2023) tandis que les charges nettes contrôlables de l'année 2025 intègrent les effets de ces indexations importantes.
- 2. Les charges nettes non contrôlables** augmentent de 21 M€ (soit 20%) entre 2024 et 2025. Cette augmentation provient essentiellement de l'augmentation des charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes (+35 M€ soit +109%) et pour l'alimentation de la clientèle du GRD (+11 M€ soit +203%) mais également d'une augmentation des produits issus

de la facturation à la clientèle du GRD (+22 M€ soit + 115%). La fin du régime des primes qualiwatt en 2024 entraîne une diminution de 10M€ entre 2024 et 2025.

3. **Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants** diminuent de 2M€ (soit 16%) entre 2024 et 2025. Les budgets relatifs au déploiement des compteurs communicants des années 2024 et 2025 sont établis selon des hypothèses différentes.
4. **La marge équitable** augmente de 3M€ (soit 3%) entre 2024 et 2025 : la marge équitable résulte de l'application du pourcentage de rendement de l'actif régulé à la valeur moyenne de la base d'actifs régulés du GRD. Le pourcentage de rendement de l'actif régulé s'élève à 4,053% en 2024 et à 4,027% en 2025. La valeur prévisionnelle moyenne de la base d'actifs régulés s'élève à 2.645.279.414€ en 2024 et à 2.733.401.116€ en 2025.

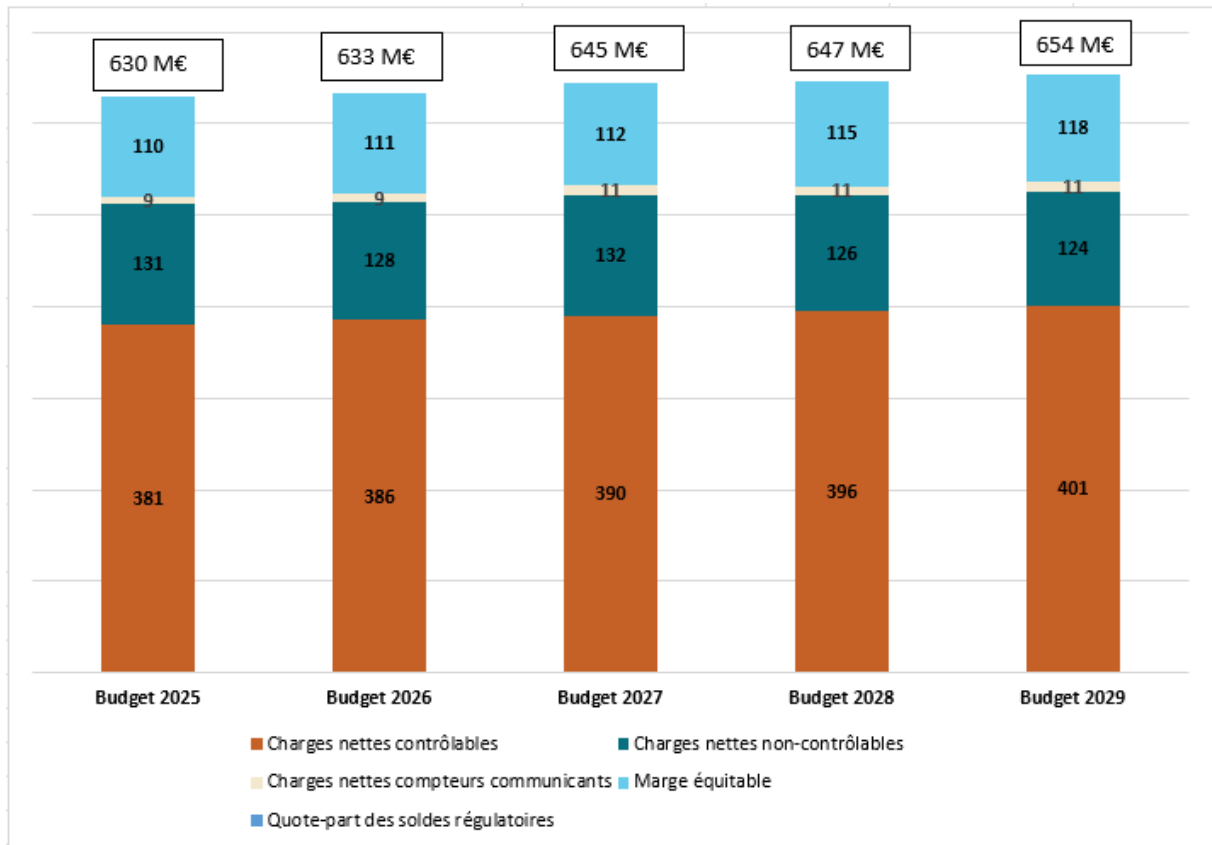
	Budget 2024	Budget 2025
Pourcentage de rendement autorisé	4,05%	4,03%
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	2.633.265.239	2.706.739.247
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	2.657.293.588	2.759.660.337
Valeur moyenne des actifs régulés	2.645.279.414	2.733.199.792
Marge équitable totale	107.213.175	110.065.956

5. **Aucun solde réglementaire** n'est intégré ni dans le revenu autorisé 2024 ni dans le revenu autorisé 2025 à ce stade. ORES Assets aura l'occasion lors du dépôt de sa proposition de tarifs périodiques 2025 de faire une proposition d'affectation des soldes réglementaires au revenu autorisé 2025.

4.2.5. Evolution du Revenu Autorisé au cours de la période réglementaire 2025-2029

Le graphique suivant montre l'évolution des composants du revenu autorisé entre l'année 2025 et l'année 2029.

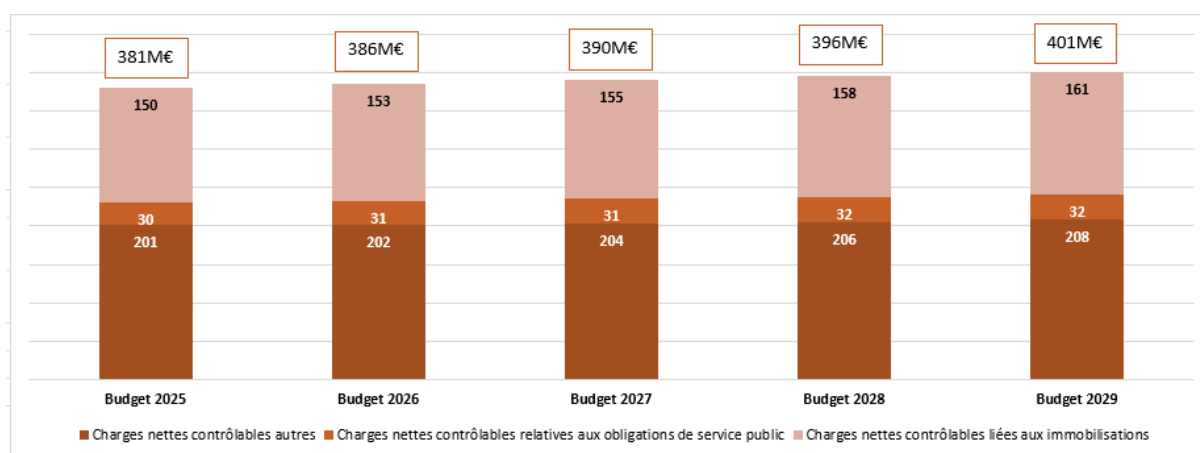
GRAPHIQUE 4 EVOLUTION DU REVENU AUTORISE ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)



4.2.5.1. 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 autres¹ (52%). Le graphique suivant présente l'évolution des charges nettes contrôlables au cours de la période régulatoire 2025-2029.

GRAPHIQUE 5 EVOLUTION DES CHARGES NETTES CONTROLABLES ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)



Les charges nettes contrôlables passent de 381 M€ en 2025 à 401 M€ en 2029 soit une augmentation de 5% sur la période régulatoire 2025-2029.

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.

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL
Budget des charges nettes contrôlables	380.781.240	385.503.651	390.432.106	395.561.971	401.320.340	1.953.599.308
Montant maximal	381.970.916	386.694.773	391.621.185	396.753.833	402.517.785	1.959.558.493
Différence	1.189.676	1.191.122	1.189.080	1.191.862	1.197.445	5.959.185

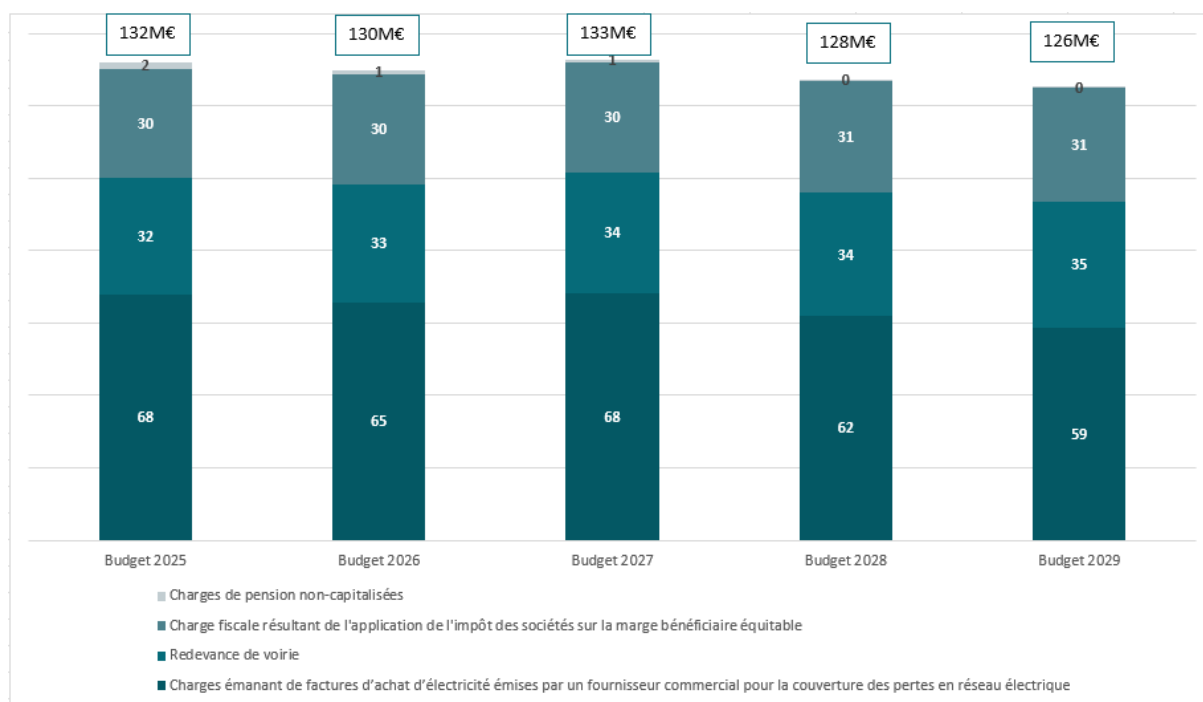
En outre, la CWaPE constate que le montant des charges nettes contrôlables liées aux immobilisations qui découle du plan d'investissement d'ORES s'élève à 738 M€ et est largement inférieur au montant des charges nettes contrôlables liées aux immobilisations repris dans le revenu autorisé qui s'élève 809 M€. Cela signifie **qu'ORES Assets dispose des moyens financiers suffisants pour mettre en œuvre son ambitieux plan d'investissement de transition énergétique en modernisant son réseau et en le rendant plus résilient face aux grands changements dans les modes de production et de consommation d'électricité.**

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

4.2.5.2. 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. Le graphique suivant montre l'évolution des différentes catégories de charges nettes non-contrôlables hors OSP au cours de la période réglementaire 2025-2029.

GRAPHIQUE 6 EVOLUTION DES CHARGES NETTES NON-CONTROLABLES HORS OSP ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)



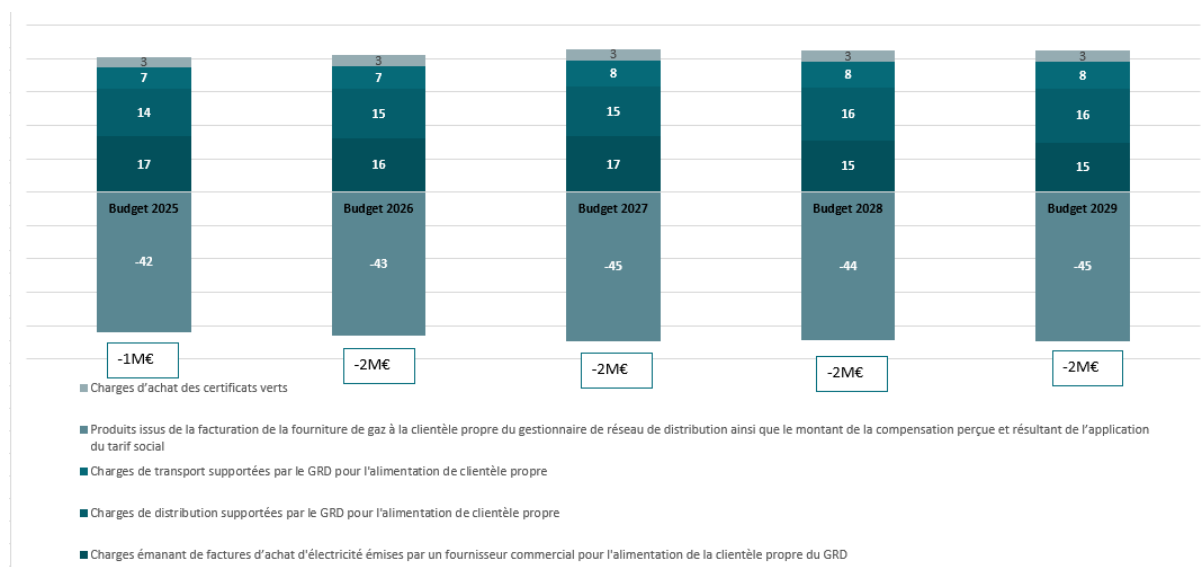
Les charges nettes non-contrôlables hors OSP passent de 132 M€ en 2025 à 126 M€ en 2029 soit une diminution de 5% sur la période réglementaire 2025-2029. Cette diminution provient essentiellement de la diminution des coûts d'achat de l'électricité pour la couverture des pertes et l'alimentation de la clientèle du GRD.

Les charges nettes non-contrôlables hors obligations de service public 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.

Le graphique suivant montre l'évolution des différentes catégories de charges nettes non-contrôlables OSP au cours de la période régulatoire 2025-2029.

GRAPHIQUE 7 EVOLUTION DES CHARGES NETTES NON-CONTROLABLES OSP ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)



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

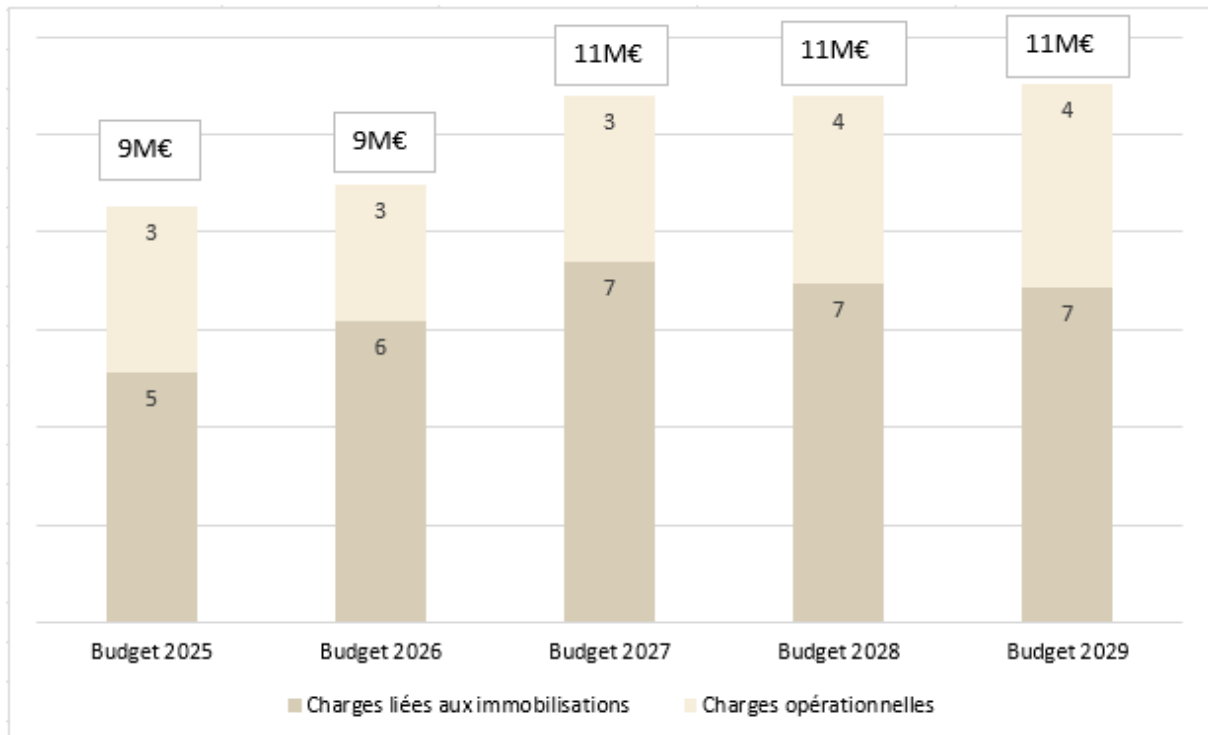
Les charges nettes non-contrôlables relatives aux obligations de service public sont composées :

- 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.

4.2.5.3. Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants

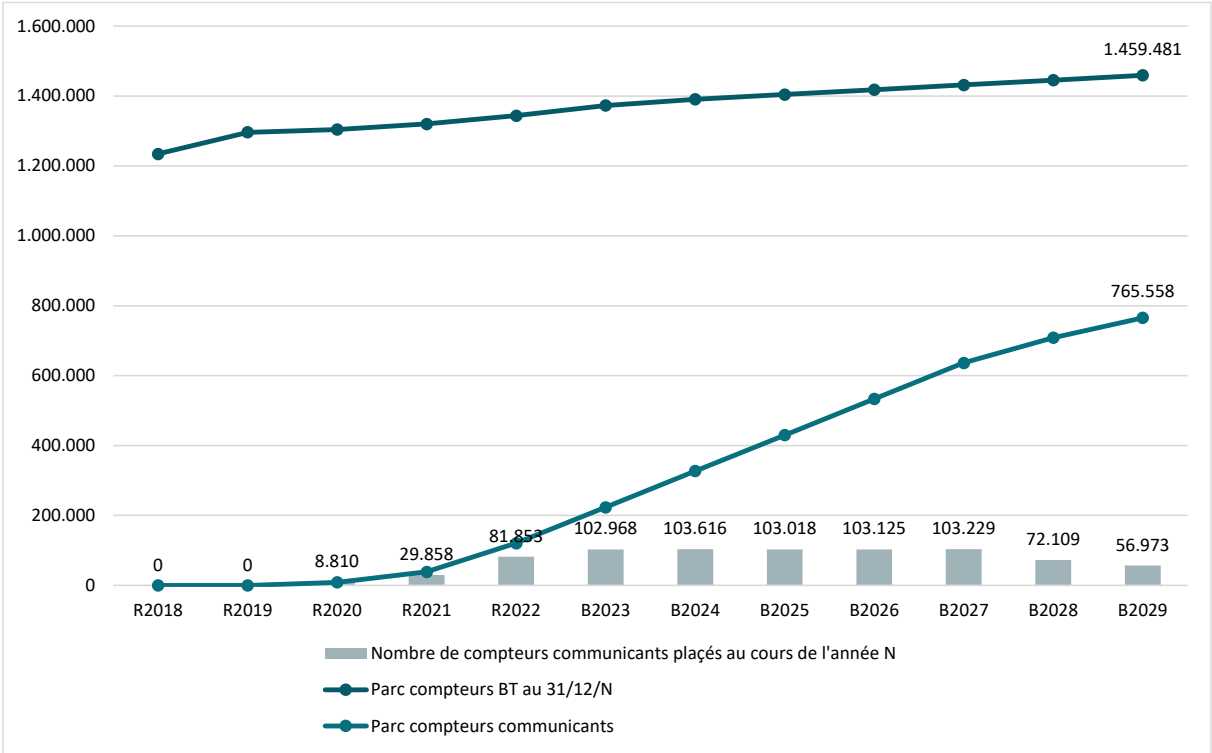
Les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants s'élèvent à 50M€ pour la période régulatoire 2025-2029. Ces charges sont composées de charges liées aux immobilisations (charges d'amortissement et de désaffectation) et des charges opérationnelles (coûts IT, coûts de marketing, coûts de communication, etc). Le graphique suivant montre l'évolution de ces charges au cours de la période régulatoire 2025-2029.

GRAPHIQUE 8 EVOLUTION DES CHARGES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS ENTRE 2025 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)



ORES prévoit le placement de 438.454 compteurs communicants sur la période régulatoire 2025-2029 afin d’atteindre 765.558 compteurs communicants sur son réseau à fin 2029 soit 52% du parc de compteurs basse tension.

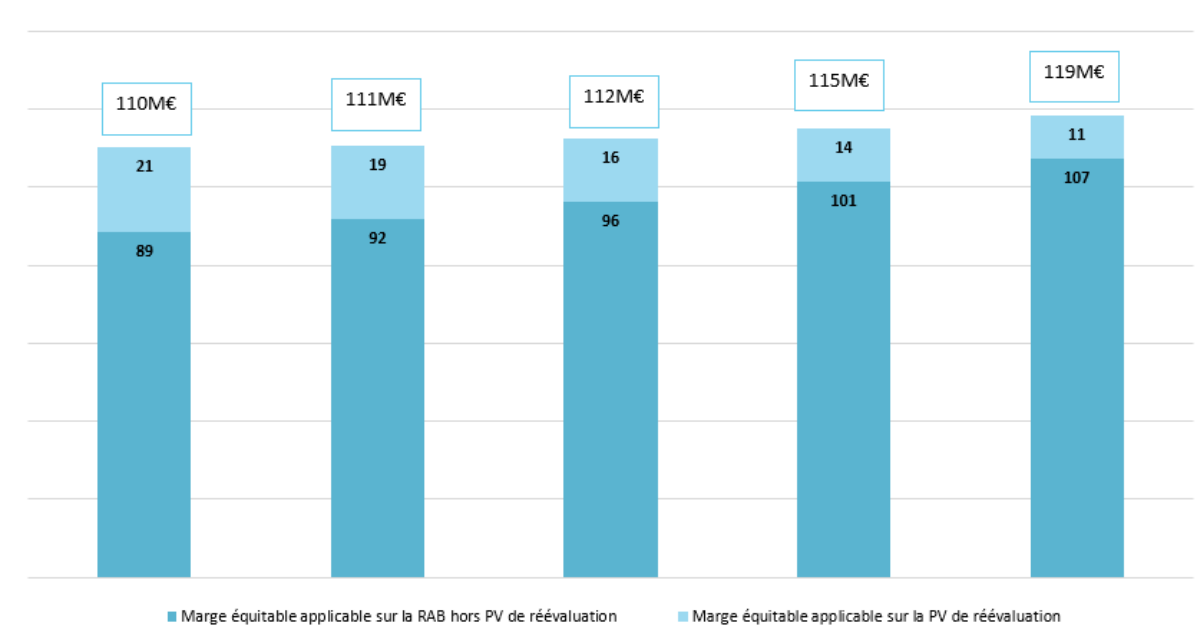
GRAPHIQUE 9 EVOLUTION DU PARC DE COMPTEURS BT ET DU PARC DE COMPTEURS COMMUNICANTS ENTRE 2020 ET 2029



4.2.5.4. 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 totale s'élève à **110M€ en 2025 et à 118,3 M€ en 2029 soit une augmentation de 8,3 M€ (7,5%) entre 2025 et 2029.**

GRAPHIQUE 10 EVOLUTION DE LA MARGE EQUITABLE ENTRE 2020 ET 2029 (EN MILLIONS D'EUROS)



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 :

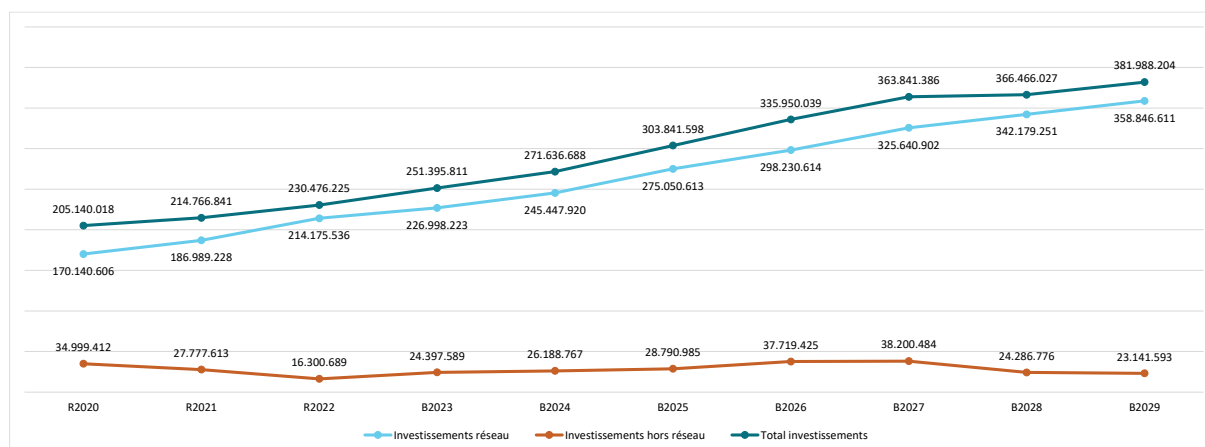
TABLEAU 2 VALEURS DES ACTIFS REGULES ET DE LA MARGE EQUITABLE 2025-2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la RAB hors PV réévaluation	4,03%	4,03%	4,03%	4,03%	4,03%
Pourcentage de rendement autorisé applicable à la PV de réévaluation	4,03%	3,62%	3,22%	2,82%	2,42%
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	2.166.025.023	2.235.351.742	2.328.236.904	2.449.294.739	2.586.438.082
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	2.235.351.742	2.328.236.904	2.449.294.739	2.586.438.082	2.731.463.951
Valeur moyenne des actifs régulés	2.200.688.383	2.281.794.323	2.388.765.821	2.517.866.410	2.658.951.017
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	88.621.721	91.887.857	96.195.600	101.394.480	107.075.957
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	110.065.956	110.593.095	112.294.012	115.018.232	118.357.196

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

Le graphique ci-dessous montre l'évolution des investissements réseau et hors réseau réalisés par ORES au cours des années 2020 à 2022 ainsi que les projections d'investissements d'ORES pour les années 2023 à 2029.

EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS RESEAU ET HORS RESEAU ENTRE 2020 ET 2029 (EN EUROS)



ORES prévoit une augmentation importante des investissements² réseau au cours de la période régulatoire 2025-2029 avec des investissements moyens annuels de 351 M€ alors que les investissements moyens réels des années 2020 à 2022 s'élevaient à 217 M€ soit une augmentation de 62%.

Au total, ORES Assets prévoit d'investir 1,7 milliard d'euros dans son réseau d'électricité au cours de la période régulatoire 2025-2029.

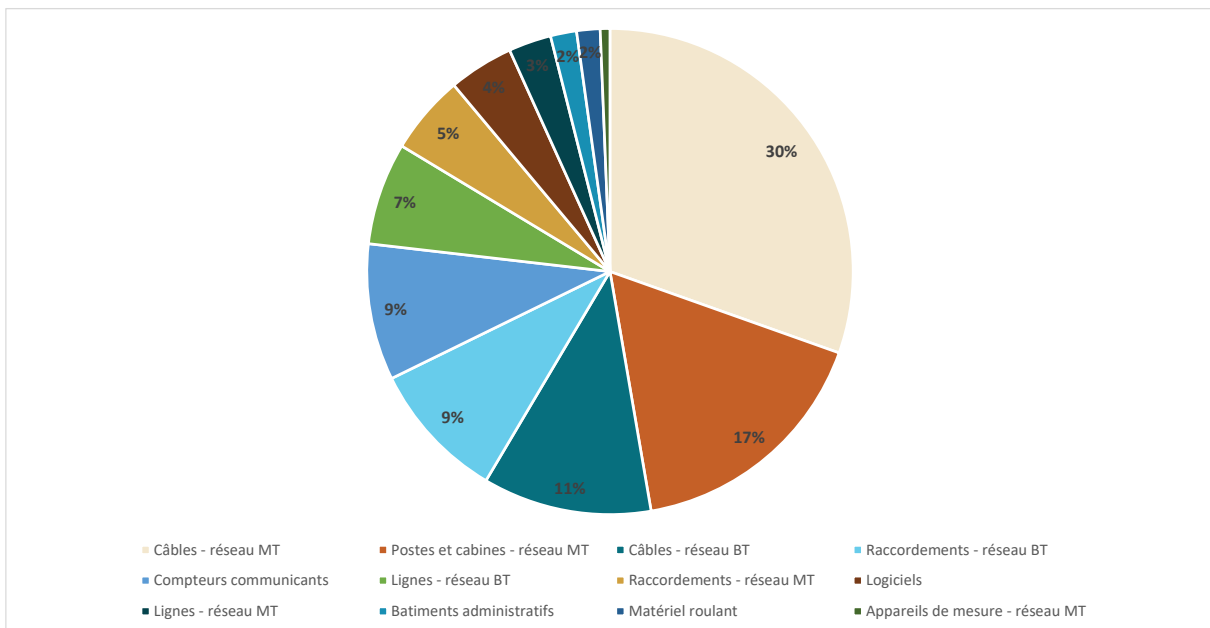
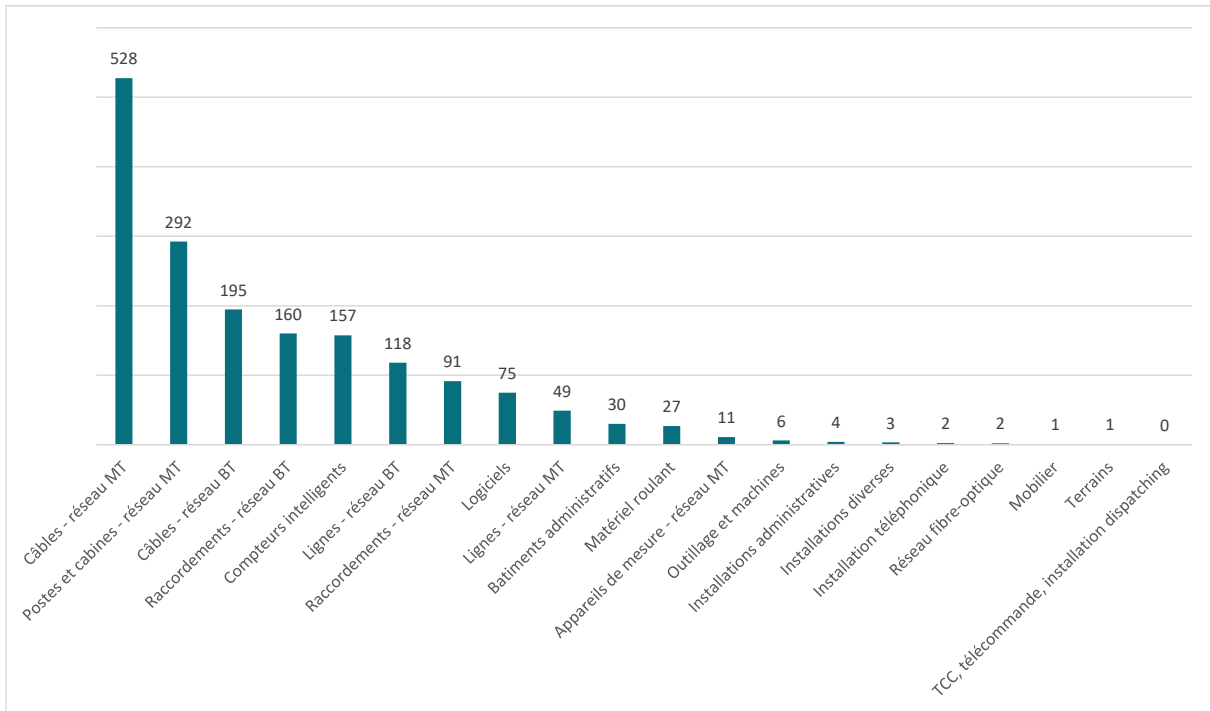
La CWaPE soutient la volonté d'ORES, au regard des éléments présentés dans sa demande de revenu autorisé, d'investir massivement dans le réseau de distribution afin de le moderniser et de rendre plus résilient face aux grands changements dans les modes de production et de consommation d'électricité. Le GRD dispose ainsi des moyens financiers lui permettant de réaliser la transition énergétique. La CWaPE veillera à ce qu'ORES mette effectivement en œuvre les investissements prévus dans son plan d'adaptation et dans son revenu autorisé.

² Les investissements qui sont intégrés dans la Base d'actifs régulés sont les investissements nets, c'est-à-dire après déduction des subsides et des interventions des utilisateurs de réseau

Les graphiques suivants montrent la répartition de ces investissements par type d'actifs.

Les principaux investissements sont les câbles MT (30%), les postes et cabines MT (17%), les câbles BT (11%), les raccords BT (19%) et les compteurs communicants (9%).

GRAPHIQUE 11 INVESTISSEMENTS ELECTRICITE CUMULES PREVUS PAR ORES ASSETS AU COURS DE LA PERIODE REGULATOIRE 2025-2029 PAR TYPE D'ACTIFS (EN MILLIONS D'EUROS).



4.2.5.5. La quote-part des soldes régulatoires

La proposition de revenus autorisés électricité 2025-2029 d'ORES Assets du 19 mars 2024 n'inclut aucun solde régulateur. Le GRD aura la possibilité, lors du dépôt de sa proposition de tarifs périodiques 2025 et de sa proposition de tarifs périodiques 2026-2029 d'affecter une quote-part des soldes régulatoires approuvés aux tarifs de distribution des années 2025 à 2029. A la date du dépôt de la proposition de revenus autorisés 2025-2029, le montant total des soldes régulatoires électricité approuvés résiduels d'ORES Assets constitue un actif régulateur qui s'élève à **5.080.509€ sans préjudice de la révision des soldes régulatoires 2017 et 2018 qui devrait intervenir dans le courant du mois de mai 2024**. Il est composé des montants repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 3 MONTANTS RESIDUELS DES SOLDES REGULATOIRES

	Montant approuvé	Montant affecté	Montant résiduel
Solde régulateur 2015	822.547	-493.528	329.019
Soldes régulateur 2016	662.208	-397.925	264.283
Solde régulateur 2017*	-8.604.718	5.162.831	-3.441.887
Solde régulateur 2018*	-21.337.188	12.802.313	-8.534.875
Solde régulatoires 2019	-19.002.579	11.401.547	-7.601.032
Solde régulateur 2020	-22.879.225		-22.879.225
Solde régulateur 2021	-884.973		-884.973
Solde régulateur 2022	925.898		925.898
Solde révision budget smart 2020	5.642.385		5.642.385
Solde révision budget smart 2021	11.412.931		11.412.931
Solde révision budget smart 2022-2023	24.142.147		24.142.147
TOTAL	-33.556.747	28.475.238	-5.081.509

* les soldes régulatoires 2017 et 2018 doivent faire l'objet d'une révision dans le courant du mois de mai 2024 à la suite de l'arrêt de la Cour de cassation du 22 décembre 2022 qui annule l'arrêt de la Cour des marchés du 7 octobre 2020.

Légende :

Solde régulateur négatif = actif régulateur (créance tarifaire)

Solde régulateur positif = passif régulateur (dette tarifaire)

5. DECISION

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

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

Vu la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029 ;

Vu la proposition de revenu autorisé électricité déposée par ORES Assets auprès de la CWaPE le 13 octobre 2023 ;

Vu les informations complémentaires transmises par ORES Assets le 31 janvier 2024 et le 13 mars 2024 et les informations échangées lors des réunions du 17 octobre 2023 et du 12 janvier 2024 ;

Vu les propositions adaptées de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposées par ORES Assets auprès de la CWaPE le 31 janvier 2024, le 13 mars 2024 et le 19 mars 2024 ;

Vu l'analyse et le contrôle effectués par la CWaPE dont un résumé est repris dans l'annexe I « *résumé analyse proposition revenu autorisé électricité 2025-2029 d'ORES Assets du 19 mars 2024* » à la présente décision ;

Considérant qu'il ressort de l'analyse de la CWaPE, que la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 datée du 19 mars 2024 est conforme aux principes repris dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 ;

La CWaPE décide d'approuver la proposition adaptée de revenu autorisé électricité 2025-2029 déposée le 19 mars 2024 par ORES Assets dont la synthèse est reprise au point 4.1 de la présente décision.

6. VOIE DE RECOURS

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

En vertu de l'article 50bis du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, la présente décision peut également faire l'objet d'une plainte en réexamen devant la CWaPE, dans les deux mois suivant la publication de la décision. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif. *« La CWaPE statue dans un délai de deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'informations qu'elle a sollicités. La CWaPE motive sa décision. A 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 d'appel *« est interrompu jusqu'à la décision de la CWaPE, ou, en l'absence de décision de la CWaPE, pendant deux mois à dater de la réception de la plainte ou des compléments d'information sollicités par la CWaPE »* (article 50ter, § 4, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

* *
*

7. ANNEXE

- Annexe I : résumé de l'analyse de la proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 de ORES Assets du 19 mars 2024

Date du document : 28/03/2024

DÉCISION

CD-24c28-CWaPE-0889

PROPOSITION DE REVENU AUTORISE ELECTRICITE 2025-2029 DEPOSEE LE 19 MARS 2024 PAR LE GESTIONNAIRE RESEAU DE DISTRIBUTION ORES ASSETS

ANNEXE I

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, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Wallonie pour la période régulatoire 2025-2029

Table des matières

1.	REVENUS AUTORISÉS	5
1.1.	<i>Dispositions tarifaires</i>	5
1.2.	<i>Valorisation des revenus autorisés 2025-2029</i>	5
2.	LES CHARGES NETTES OPERATIONNELLES CONTROLABLES (CNC)	7
2.1.	<i>Valorisation des charges nettes opérationnelles contrôlables</i>	7
2.2.	<i>Les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux OSP et hors CNC (CNC_{autres})</i>	9
2.2.1.	Montants maximaux des budgets 2025-2029	9
2.2.2.	Budget 2025-2029 CNC _{autres}	10
2.3.	<i>Les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations (CNI)</i>	11
2.3.1.	Montants maximaux des budgets 2025-2029	11
2.3.2.	Budget 2025-2029 CNI	12
2.4.	<i>Les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (CNC_{osp})</i>	13
2.4.1.	Montants maximaux des budgets 2025-2029	13
2.4.2.	Budget 2025-2029 CNI	14
3.	LES CHARGES NETTES NON-CONTROLABLES (CNNC)	15
3.1.	<i>Dispositions tarifaires</i>	15
3.2.	<i>Détermination du budget des charges nettes non-contrôlables de 2025 à 2029</i>	15
3.3.	<i>Les charges nettes opérationnelles non contrôlables hors OSP</i>	16
3.3.1.	Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	16
3.3.2.	Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	16
3.3.3.	Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	18
3.3.4.	Redevance de voirie	19
3.3.5.	Charges fiscales résultant de l'application de l'impôt des sociétés	19
3.3.6.	Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	20
3.3.7.	Charges de pension non-capitalisées	21
3.4.	<i>Les charges et produits non-contrôlables OSP</i>	22
3.4.1.	Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	22
3.4.2.	Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre	23
3.4.3.	Charges de transport supportée par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre	23
3.4.4.	Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité propre du gestionnaire de réseau de distribution	24
3.4.5.	Compensation versée par la CREG	25
3.4.6.	Charges d'achat des certificats verts pour l'alimentation de la clientèle	26
4.	LES CHARGES NETTES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS (CNCC)	27
4.1.	<i>Projet de déploiement des compteurs communicants</i>	27
4.1.1.	Choix technologiques	27
4.1.2.	Architecture informatique	28
4.1.3.	Stratégie de déploiement des compteurs communicants	30
4.1.4.	Conformité avec le décret électricité	31
4.1.5.	Nombre de compteurs communicants	32
4.1.6.	Coûts d'investissement réseau	33
4.1.7.	Coûts IT	42
4.1.8.	Coûts de télécom – DAAS	47
4.1.9.	Coûts de la control room	49
4.1.10.	Coûts du call center	50
4.1.11.	Coûts des brochures	51
4.1.12.	Coûts de la plateforme de prépaiement (PPP)	51

4.1.13. Coûts de gestion des déchets	51
4.1.14. Bénéfices liés à la gestion des compteurs à budget	52
4.1.15. Bénéfices liés aux économies de gestion des MOZA et EOC	54
4.1.16. Résumé chiffré.....	55
4.2. Détermination des charges nettes additionnelles relatives au déploiement des compteurs communicants	56
4.2.1. Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau.....	56
4.2.2. Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles IT	58
4.2.3. Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles R&D	59
4.3. Synthèse des budgets liés au déploiement des compteurs communicants	60
4.3.1. Budget initial	60
4.3.2. Respect de l'impact marginal	60
4.3.3. Budget final	61
4.4. Classification entre charges fixes et variables.....	62
4.5. Coûts variables unitaires	62
5. LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE (MBEN)	63
5.1. Dispositions tarifaires.....	63
5.2. Détermination de la marge bénéficiaire équitable.....	63
5.3. La base d'actifs régulés	64
5.3.1. Dispositions tarifaires	64
5.3.2. Détermination de la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation.....	64
5.3.3. Evolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation à partir du 1 ^{er} janvier 2025.....	66
5.3.4. Détermination de la valeur initiale de la plus-value de réévaluation	68
5.3.5. Evolution de la plus-value de réévaluation à partir du 1er janvier 2025	68
6. LA QUOTE-PART DES SOLDES REGULATOIRES (SRN)	69
6.1. Dispositions tarifaires.....	69
6.2. Détermination de la quote-part des soldes réglementaires des années précédentes.....	69

Index graphiques

Graphique 1	Quote-part des éléments composant les revenus autorisés 2025-2029	7
Graphique 2	Répartition des investissements bruts cumulés des années 2023 et 2024 par type d'actifs.....	65
Graphique 3	Répartition des investissements bruts cumulés des années 2025 à 2029.....	67

Index tableaux

Tableau 1	Evolution du revenu autorisé De 2019 a 2029	5
Tableau 2	Synthèse du revenu autorisé des années 2025-2029	6
Tableau 3	Synthèse des charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) 2025-2029	8
Tableau 4	montants maximaux 2025-2029 des charges contrôlables hors OSP et hors CNI	9
Tableau 5	budgets 2025-2029 des charges contrôlables hors OSP et hors CNI	10
Tableau 6	montants maximaux 2025-2029 des charges contrôlables liées aux immobilisations	11
Tableau 7	budgets 2025-2029 des charges contrôlables liées aux immobilisations	12
Tableau 8	montants maximaux 2025-2029 des charges contrôlables OSP	13
Tableau 9	budgets 2025-2029 des charges contrôlables OSP	14
Tableau 10	Synthèse des charges nettes non-contrôlables des années 2025 à 2029.....	15

Tableau 11	Charges et produits de transit des années 2019 à 2029	16
Tableau 12	Charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes des années 2019 à 2029	16
Tableau 13	Volumes d'achat d'électricité pour le couverture des pertes des années 2019 à 2029	17
Tableau 14	Prix d'achat électricité pour la couverture des pertes des années 2019 à 2029	18
Tableau 15	Charges liées au processus de réconciliation fereso des années 2019 à 2029	18
Tableau 16	Charges relatives à la redevance de voirie des années 2019 à 2029	19
Tableau 17	Charges fiscales relatives à l'impôt des sociétés de 2025 à 2029	19
Tableau 18	Calcul des charges fiscales de ORES ASSETS des années 2025 à 2029.....	20
Tableau 19	Autres impôts, taxes, redevances des années 2019 à 2029.....	20
Tableau 20	Charges de pension non-capitalisées des années 2019 à 2029	21
Tableau 21	Charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle des années 2019 à 2029.....	22
Tableau 22	Charges de distribution pour l'alimentation de la clientèle des années 2019 à 2029	23
Tableau 23	Charges de transport pour l'alimentation de la clientèle des années 2019 à 2029..	23
Tableau 24	Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle des années 2019 à 2029.....	24
Tableau 25	Produits issus de la compensation CREG des années 2019 à 2029.....	25
Tableau 26	Charge, volumess et prix d'achat des certificats verts des années 2019 à 2029	26
Tableau 27	Synthèse des couts lies au deploiement des compteurs communicants 2025-2029	55
Tableau 28	Calcul des charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau.....	57
Tableau 29	budget initial des charges et produit relatifs au déploiement des compteurs communicants des années 2025-2029	60
Tableau 30	budget final des charges et produit relatifs au déploiement des compteurs communicants des années 2025-2029	61
Tableau 31	charges nettes fixes et variables relatives au déploiement des compteurs communicants des années 2025 a 2029	62
Tableau 32	Synthèse de la marge bénéficiaire équitable 2025-2029	63
Tableau 33	Synthèse de l'évolution de la base d'actifs régulés entre 2023 et 2024.....	64
Tableau 34	Investissements bruts des années 2023 et 2024	65
Tableau 35	Synthèse de l'évolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation de 2025 à 2029.....	66
Tableau 36	Investissements bruts des années 2025 à 2029	67
Tableau 37	Synthèse de l'évolution de la plus-value de réévaluation de 2023 à 2025	68
Tableau 38	Synthèse de l'évolution de la plus-value de réévaluation de 2025 à 2029	68
Tableau 39	affectation des soldes regulatoires	69

1. REVENUS AUTORISES

1.1. Dispositions tarifaires

Conformément à l'article 8 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 (ci-après, la méthodologie tarifaire 2025-2029), le calcul du revenu autorisé de chaque année de la période régulatoire 2025-2029 doit être réalisé en application de la formule suivante :

$$RA_N = CNO_N + CNCC_N + MBE_N + Q_N + SR_N$$

Avec :

- N= année d'exploitation de la période régulatoire ;
- RA_N = revenu autorisé de l'année N ;
- CNO_N = charges nettes opérationnelles de l'année N ;
- $CNCC_N$ = charges nettes relatives aux compteurs communicants électricité de l'année N ;
- Q_N = terme « qualité » de l'année N ;
- MBE_N = marge bénéficiaire équitable de l'année N ;
- SR_N = quote-part des soldes régulatoires affectés au revenu autorisé de l'année N.

1.2. Valorisation des revenus autorisés 2025-2029

Sur la base de la proposition de revenu autorisé électricité 2025-2029 du gestionnaire de réseau de distribution ORES Assets (ci-après dénommé « le gestionnaire de réseau de distribution ») introduite auprès de la Commission Wallonne pour l'Energie (CWaPE) en date du 19 mars 2024, **le revenu autorisé est valorisé à 630.411.172€ en 2025 pour atteindre 654.395.912€ en 2029.**

Par rapport à l'enveloppe budgétaire ayant servi de base à la détermination des tarifs 2024, le revenu autorisé électricité de l'année 2025 d'ORES Assets augmente de **58.972.323€**, soit de **10%**.

La CWaPE constate également que par rapport aux coûts réels rapportés par le gestionnaire de réseau de distribution à travers son rapport tarifaire *ex post* de l'année 2022, le revenu autorisé électricité de l'année 2025 d'ORES Assets augmente de **38.606.311€**, soit une hausse de **7%** ;

TABLEAU 1 EVOLUTION DU REVENU AUTORISE DE 2019 A 2029

	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Budget 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges nettes contrôlables	300.217.236	326.970.831	311.046.089	383.531.359	344.513.010	380.781.240	385.503.651	390.432.106	395.561.971	401.320.340
Charges nettes non-contrôlables	114.043.113	118.860.424	120.565.256	76.833.134	109.581.100	131.069.501	128.267.641	131.567.736	125.512.623	123.509.500
Charges nettes compteurs communicants	7.342.791	10.231.648	5.815.406	8.855.084	10.161.048	8.523.960	8.985.825	10.785.544	10.784.992	11.039.933
Marge équitable	104.232.200	104.889.754	105.894.840	106.903.198	107.213.175	110.065.956	110.593.095	112.294.012	115.018.232	118.357.196
Quote-part des soldes régulatoires	0	14.954.474	6.219.825	15.711.572	0	0	0	0	0	0
TOTAL REVENU AUTORISE	525.835.340	575.507.130	549.541.416	591.834.346	571.468.334	630.440.657	633.350.212	645.079.398	646.877.818	654.276.969
				Evolution annuelle par rapport à N-1		10%	0%	2%	0%	1%
				Evolution par rapport à la réalité 2022		7%	7%	9%	9%	11%

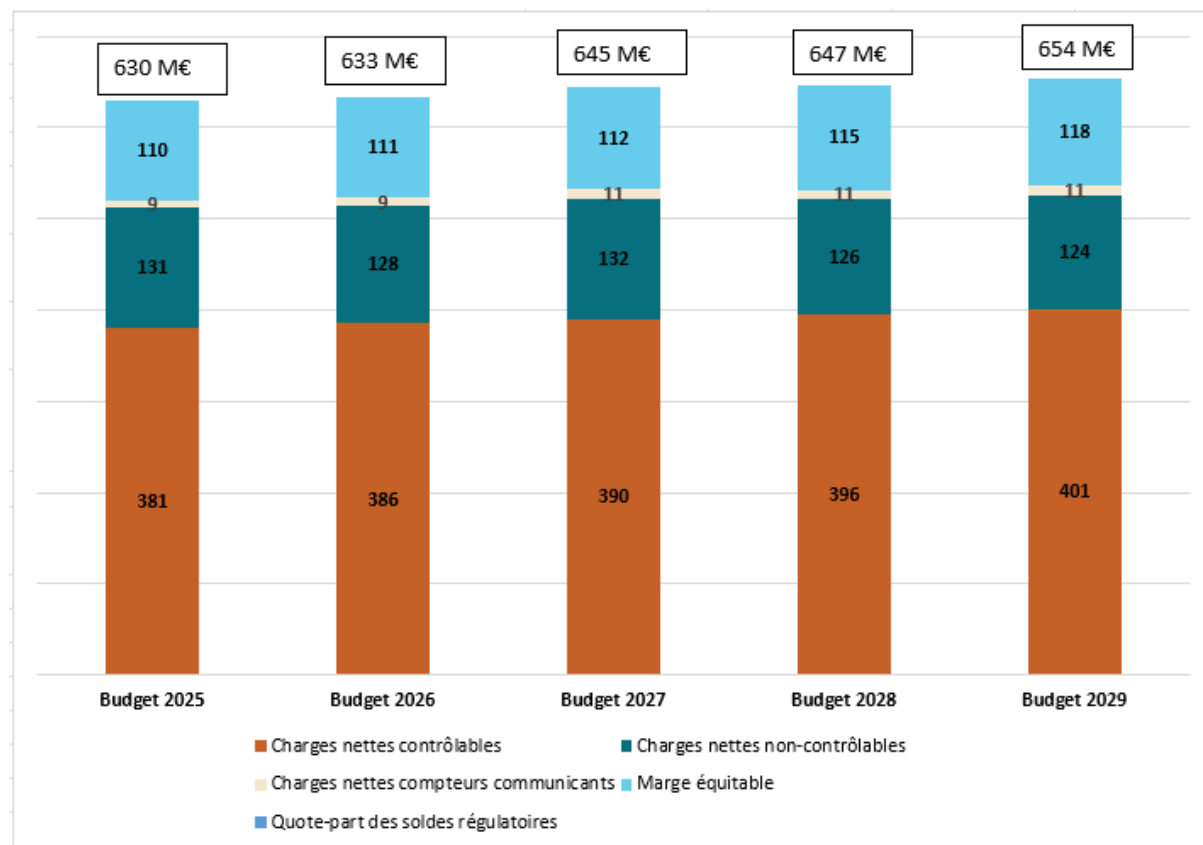
Composés majoritairement de charges nettes contrôlables (61%), les revenus autorisés électricité 2025-2029 d'ORES Assets comprennent en outre des charges nettes non contrôlables (20%), la marge bénéficiaire équitable (18%), des charges nettes relatives au déploiement des compteurs

communicants (2%). Aucun solde régulateur des années précédentes n'est affecté aux revenus autorisés électricité 2025-2029 d'ORES Assets à ce stade.

TABLEAU 2 SYNTHÈSE DU REVENU AUTORISÉ DES ANNÉES 2025-2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL
Charges nettes contrôlables	380.781.240	385.503.651	390.432.106	395.561.971	401.320.340	1.953.599.308
Charges nettes contrôlables autres	200.966.340	202.439.861	204.057.007	205.820.400	208.152.509	1.021.436.118
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	29.977.478	30.517.072	31.066.380	31.625.575	32.194.835	155.381.340
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	149.837.422	152.546.717	155.308.718	158.115.997	160.972.996	776.781.850
Charges et produits non-contrôlables	131.069.501	128.267.641	131.567.736	125.512.623	123.509.500	639.927.002
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	132.353.038	130.261.713	133.248.879	127.505.046	125.516.074	648.884.750
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	28.239	28.747	29.265	29.791	30.328	146.370
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	67.814.049	65.477.129	68.095.189	61.819.941	58.716.231	321.922.539
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0
Redevance de voirie	32.334.287	32.916.304	33.508.798	34.111.956	34.725.971	167.597.316
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	30.037.891	30.133.724	30.484.141	30.850.728	31.394.058	152.900.542
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	368.465	368.465	368.465	368.465	368.465	1.842.325
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	0	0	0	0	0	0
Charges de pension non-capitalisées	1.770.108	1.337.344	763.021	324.165	281.021	4.475.658
Charges et produits non-contrôlables OSP	-1.283.537	-1.994.072	-1.681.142	-1.992.423	-2.006.574	-8.957.748
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	16.695.056	16.197.494	16.668.223	15.487.712	14.841.127	79.889.611
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	14.140.272	14.635.059	15.147.969	15.679.681	16.230.902	75.833.884
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	6.581.450	6.942.806	7.763.078	7.893.488	8.026.507	37.207.330
Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social	-41.847.863	-42.967.048	-44.584.988	-44.434.510	-44.565.650	-218.400.058
Charges d'achat des certificats verts	3.147.548	3.197.616	3.324.576	3.381.205	3.460.540	16.511.485
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0
Charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants	8.523.960	8.985.825	10.785.544	10.784.992	11.039.933	50.120.254
Charges nettes fixes	3.497.495	2.424.310	2.561.877	2.684.532	2.697.640	13.865.855
Charges nettes variables	5.968.770	7.503.820	9.165.972	9.042.765	9.284.598	40.965.925
Réduction volontaire de coûts (cf. courrier d'accompagnement)	-942.305	-942.305	-942.305	-942.305	-942.305	-4.711.526
Marge équitable	110.065.956	110.593.095	112.294.012	115.018.232	118.357.196	566.328.491
Marge équitable RAB hors PV de réévaluation	88.467.342	91.776.496	96.121.553	101.352.070	107.057.298	484.774.758
Marge équitable PV de réévaluation	21.444.234	18.705.238	16.098.412	13.623.752	11.281.239	81.152.875
Marge OSP	154.379	111.362	74.047	42.410	18.660	400.858
Quote-part des soldes régulateurs approuvés et affectés	0	0	0	0	0	0
Soldes régulateurs déjà affectés	0	0	0	0	0	0
TOTAL	630.440.657	633.350.212	645.079.398	646.877.818	654.226.969	3.209.975.054

GRAPHIQUE 1 QUOTE-PART DES ELEMENTS COMPOSANT LES REVENUS AUTORISES 2025-2029



2. LES CHARGES NETTES OPERATIONNELLES CONTROLABLES (CNC)

Les charges nettes opérationnelles contrôlables sont définies selon la formule suivante :

$$CNC = [CNC_{AUTRES} + CNC_{OSP} + CNI]$$

Avec :

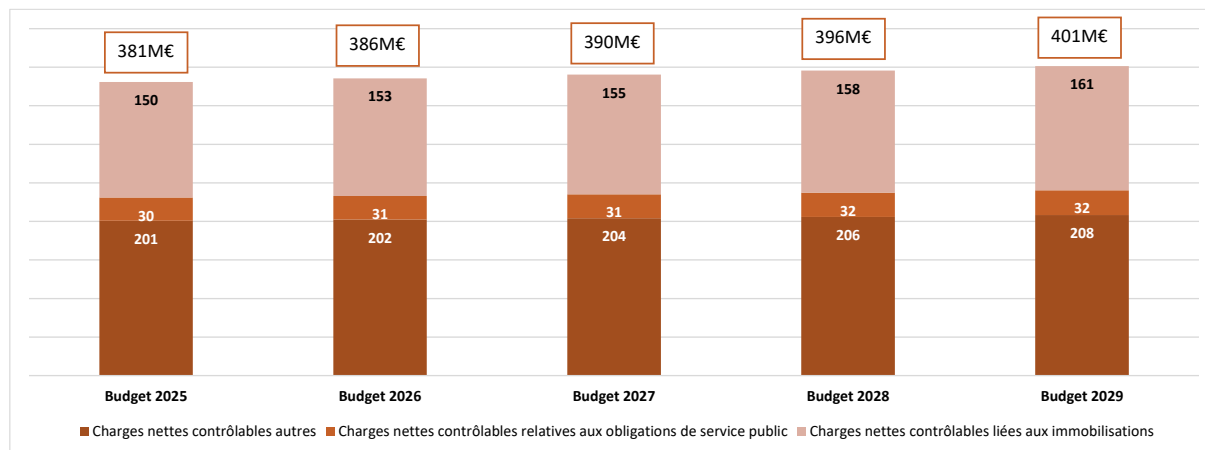
- CNC_{AUTRES} = charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public et hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations ;
- CNC_{OSP} = charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public hors charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations relatives aux obligations de service public ;
- CNI = charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations.

2.1. Valorisation des charges nettes opérationnelles contrôlables

Le budget des charges nettes opérationnelles contrôlables des années 2025 à 2029 proposé par ORES Assets est repris dans le tableau suivant :

TABLEAU 3 SYNTHÈSE DES CHARGES NETTES OPERATIONNELLES CONTROLABLES (CNC) 2025-2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	TOTAL
Charges nettes contrôlables	380.781.240	385.503.651	390.432.106	395.561.971	401.320.340	1.953.599.308
Charges nettes contrôlables autres	200.966.340	202.439.861	204.057.007	205.820.400	208.152.509	1.021.436.118
Charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public	29.977.478	30.517.072	31.066.380	31.625.575	32.194.835	155.381.340
Charges nettes contrôlables liées aux immobilisations	149.837.422	152.546.717	155.308.718	158.115.997	160.972.996	776.781.850



2.2. Les charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux OSP et hors CNI (CNC_{autres})

2.2.1. Montants maximaux des budgets 2025-2029

Les articles 49 à 53 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 déterminent les formules de calcul des montants maximaux des budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux OSP et hors CNI. Ces montants sont calculés dans le tableau ci-dessous :

TABEAU 4 MONTANTS MAXIMAUX 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES HORS OSP ET HORS CNI

Charges nettes contrôlables autres - réalité 2019	159.416.264
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2019	1.120.407
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2019	158.295.857
Charges nettes contrôlables hors OSP autres - réalité 2020	161.965.863
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2020	-3.314.299
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2020	165.280.162
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2021	162.852.114
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2021	-17.001.995
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2021	179.854.110
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2022	232.233.649
Dotations (+)/Reprises (-) de provision - réalité 2022	50.702.456
Charges nettes contrôlables autres après déduction des provisions - réalité 2022	181.531.193
Indice santé - réalité 2020	0,985%
Indice santé - réalité 2021	2,009%
Indice santé - réalité 2022	9,252%
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2019 indexée jusque 2022	178.153.477
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2020 indexée jusque 2022	184.199.572
Charges nettes contrôlables autres - réalité 2021 indexée jusque 2022	196.494.212
Moyenne charges nettes contrôlables autres - réalité 2019 à 2022	185.094.614
Indice santé - prévision 2023	4,300%
Indice santé - prévision 2024	3,600%
Indice santé - prévision 2025	1,800%
Moyenne charges nettes contrôlables autres - réalité 19-22 indexée jusque 2025	203.603.680
Facteur individuel d'efficience (Xi)	-1,430%
Coûts additionnels de transition 2025	1.000.286
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2025	201.692.433
Indice santé - moyenne prévisions 2026-2028	1,80%
Coûts additionnels de transition 2026	1.756.609
Coûts additionnels de transition 2026 indexés	1.788.228
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2026	203.171.278
Coûts additionnels de transition 2027	2.622.670
Coûts additionnels de transition 2027 indexés	2.717.936
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2027	204.794.267
Coûts additionnels de transition 2028	3.594.418
Coûts additionnels de transition 2028 indexés	3.792.031
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2028	206.564.030
Coûts additionnels de transition 2029	5.060.213
Coûts additionnels de transition 2029 indexés	5.434.504
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2029	208.904.566

2.2.2. Budget 2025-2029 CNC_{autres}

Le gestionnaire de réseau de distribution ORES Assets a proposé des budgets inférieurs aux montants maximaux autorisés, calculés selon la méthodologie tarifaire, 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.

TABLEAU 5 BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES HORS OSP ET HORS CNI

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Proposition du GRD	200.966.340	202.439.861	204.057.007	205.820.400	208.152.509
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres	201.692.433	203.171.278	204.794.267	206.564.030	208.904.566
Budget retenu	200.966.340	202.439.861	204.057.007	205.820.400	208.152.509

2.3. Les charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations (CNI)

2.3.1. Montants maximaux des budgets 2025-2029

Les articles 47 et 48 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 déterminent les formules de calcul des montants maximaux des budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables liées aux immobilisations. Ces montants sont calculés dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 6 MONTANTS MAXIMAUX 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES LIEES AUX IMMOBILISATIONS

Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2019	116.920.106
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2020	138.493.185
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2021	123.413.684
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2022	125.390.784
Indice santé - réalité 2020	0,985%
Indice santé - réalité 2021	2,009%
Indice santé - réalité 2022	9,252%
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2019 indexées jusque 2022	131.587.294
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2020 indexées jusque 2022	154.346.324
Charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2021 indexées jusque 2022	134.831.918
Moyenne charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 2019 à 2022	136.539.080
Indice santé - prévision 2023	4,300%
Indice santé - prévision 2024	3,600%
Indice santé - prévision 2025	1,800%
Moyenne charges nettes relatives aux immobilisations - réalité 19-22 indexée jusque 2025	150.192.696
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2025	150.192.696
Indice santé - moyenne prévisions 2026-2028	1,800%
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2026	152.896.165
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2027	155.648.296
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2028	158.449.965
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2029	161.302.064

2.3.2. Budget 2025-2029 CNI

Le gestionnaire de réseau de distribution ORES Assets a proposé des budgets inférieurs aux montants maximaux autorisés, calculés selon la méthodologie tarifaire, 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.

TABLEAU 7 BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES LIEES AUX IMMOBILISATIONS

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Proposition du GRD	149.837.422	152.546.717	155.308.718	158.115.997	160.972.996
Montant maximum des charges nettes relatives aux immobilisations	150.192.696	152.896.165	155.648.296	158.449.965	161.302.064
Budget retenu	149.837.422	152.546.717	155.308.718	158.115.997	160.972.996

2.4. Les charges nettes contrôlables relatives aux obligations de service public (CNC_{OSP})

2.4.1. Montants maximaux des budgets 2025-2029

Les articles 45 et 46 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 déterminent les formules de calcul des montants maximaux des budgets des charges nettes opérationnelles contrôlables relatives aux obligations de service public. Ces montants sont calculés dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU 8 MONTANTS MAXIMAUX 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES OSP

Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2019	23.880.866
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2020	26.511.783
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2021	24.780.291
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2022	25.906.925
Indice santé - réalité 2020	0,985%
Indice santé - réalité 2021	2,009%
Indice santé - réalité 2022	9,252%
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2019 indexées jusqu'à 2022	26.876.631
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2020 indexées jusqu'à 2022	29.546.553
Charges nettes contrôlables OSP - réalité 2021 indexées jusqu'à 2022	27.072.964
Moyenne charges nettes contrôlables hors OSP - réalité 2019 à 2022	27.350.768
Indice santé - prévision 2023	4,300%
Indice santé - prévision 2024	3,600%
Indice santé - prévision 2025	1,800%
Moyenne charges nettes contrôlables OSP - réalité 19-22 indexées jusqu'à 2025	30.085.787
Facteur de productivité (Yi)	0,000%
Montant maximum des charges nettes contrôlables autres - budget 2025	30.085.787
Indice santé - moyenne prévisions 2026-2028	1,800%
Facteur de productivité (Yi)	0,000%
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2026	30.627.331
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2027	31.178.623
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2028	31.739.838
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP - budget 2029	32.311.155

2.4.2. Budget 2025-2029 CNI

Le gestionnaire de réseau de distribution ORES Assets a proposé des budgets inférieurs aux montants maximaux autorisés, calculés selon la méthodologie tarifaire, 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.

TABLEAU 9 BUDGETS 2025-2029 DES CHARGES CONTROLABLES OSP

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Proposition du GRD	29.977.478	30.517.072	31.066.380	31.625.575	32.194.835
Montant maximum des charges nettes contrôlables OSP	30.085.787	30.627.331	31.178.623	31.739.838	32.311.155
Budget retenu	29.977.478	30.517.072	31.066.380	31.625.575	32.194.835

3. LES CHARGES NETTES NON-CONTROLABLES (CNNC)

3.1. Dispositions tarifaires

L'article 54, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029 précise que les charges nettes opérationnelles non contrôlables sont définies selon la formule suivante :

$$\text{CNNC} = [\text{C}_{\text{non contrôlables}} - \text{P}_{\text{non contrôlables}}]$$

L'article 54, § 2, précise, quant à lui, que les charges et produits opérationnels non contrôlables des années 2025 à 2029 sont budgétés individuellement, pour chaque année, par le gestionnaire de réseau sur la base des informations pertinentes à sa disposition au moment de l'établissement de sa proposition de revenu autorisé.

3.2. Détermination du budget des charges nettes non-contrôlables de 2025 à 2029

Le budget des charges nettes non-contrôlables des années 2025 à 2029 proposé par ORES Assets est repris dans le tableau suivant :

TABLEAU 10 SYNTHÈSE DES CHARGES NETTES NON-CONTROLABLES DES ANNEES 2025 A 2029

Charges et produits non-contrôlables	131.069.501	128.267.641	131.567.736	125.512.623	123.509.500	639.927.002
Charges et produits non-contrôlables hors OSP	132.353.038	130.261.713	133.248.879	127.505.046	125.516.074	648.884.750
Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD	28.239	28.747	29.265	29.791	30.328	146.370
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique	67.814.049	65.477.129	68.095.189	61.819.941	58.716.231	321.922.539
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0
Redevance de voirie	32.334.287	32.916.304	33.508.798	34.111.956	34.725.971	167.597.316
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	30.037.891	30.133.724	30.484.141	30.850.728	31.394.058	152.900.542
Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers	368.465	368.465	368.465	368.465	368.465	1.842.325
Cotisations de responsabilisation de l'ONSSAPL	0	0	0	0	0	0
Charges de pension non-capitalisées	1.770.108	1.337.344	763.021	324.165	281.021	4.475.658
Charges et produits non-contrôlables OSP	-1.283.537	-1.994.072	-1.681.142	-1.992.423	-2.006.574	-8.957.748
Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD	16.695.056	16.197.494	16.668.223	15.487.712	14.841.127	79.889.611
Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	14.140.272	14.635.059	15.147.969	15.679.681	16.230.902	75.833.884
Charges de transport supportées par le GRD pour l'alimentation de clientèle propre	6.581.450	6.942.806	7.763.078	7.893.488	8.026.507	37.207.330
Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du gestionnaire de réseau de distribution ainsi que le montant de la compensation perçue et résultant de l'application du tarif social	-41.847.863	-42.967.048	-44.584.988	-44.434.510	-44.565.650	-218.400.058
Charges d'achat des certificats verts	3.147.548	3.197.616	3.324.576	3.381.205	3.460.540	16.511.485
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation	0	0	0	0	0	0

Les hypothèses sur lesquelles ORES Assets s'est basé pour proposer ce budget, et dont la CWaPE a contrôlé la pertinence et la raisonnable, sont décrites dans les sections qui suivent.

3.3. Les charges nettes opérationnelles non contrôlables hors OSP

3.3.1. Charges et produits émanant de factures de transit émises ou reçues par le GRD

Les charges et les produits de transit des années 2025 à 2029 proposés par ORES Assets sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 11 CHARGES ET PRODUITS DE TRANSIT DES ANNEES 2019 A 2029

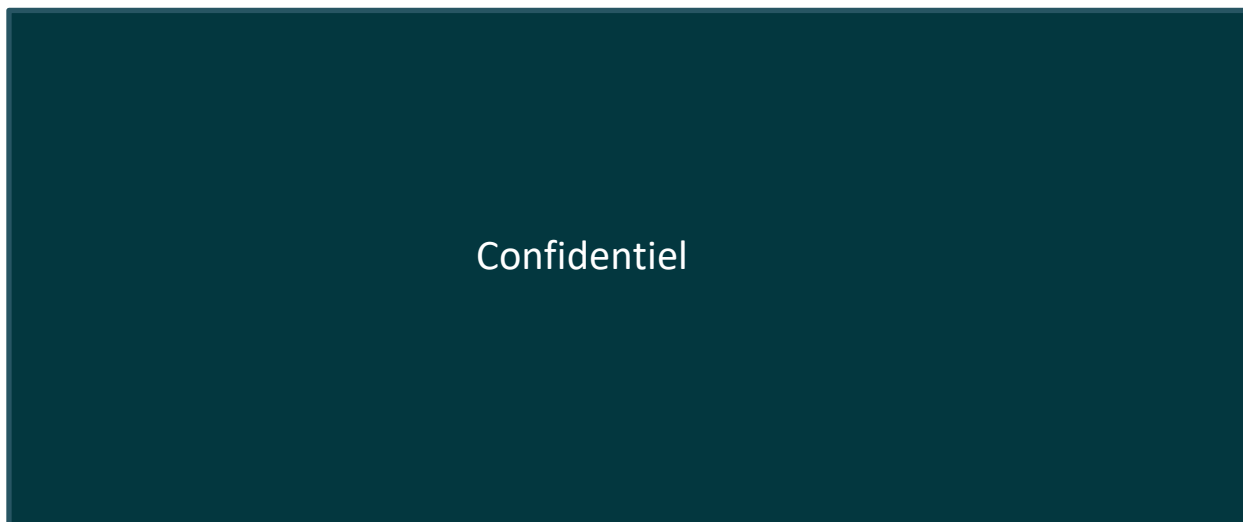
Intitulé	Réalté 2019	Réalté 2020	Réalté 2021	Réalté 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant	Montant
Charges relatives au transit entre GRD	2.979.744	2.843.668	3.018.035	4.280.275	4.464.327	2.493.724	2.538.611	2.584.306	2.630.823	2.678.178	2.726.385
Produits relatifs au transit entre GRD (signe négatif)	-2.660.979	-2.491.216	-2.649.191	-4.254.603	-4.437.551	-2.465.984	-2.510.372	-2.555.558	-2.601.558	-2.648.387	-2.696.057
Charges nettes relatives au transit	318.764	352.452	368.844	25.672	26.776	27.740	28.239	28.747	29.265	29.791	30.328

Les budgets des charges et produits de transit des années 2025 à 2029 ont été établis sur la base des volumes de transit réels de l'année 2022 indexés sur la base des prévisions de l'indice santé du Bureau Fédéral du Plan. Les volumes de transit diminuent à partir de 2024 à la suite de l'harmonisation des tarifs au sein d'ORES qui conduit à ne plus facturer les charges de transit entre secteurs tarifaires.

3.3.2. Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour la couverture des pertes en réseau électrique

Les charges d'achat d'électricité pour la couverture des pertes des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 12 CHARGES D'ACHAT D'ELECTRICITE POUR LA COUVERTURE DES PERTES DES ANNEES 2019 A 2029



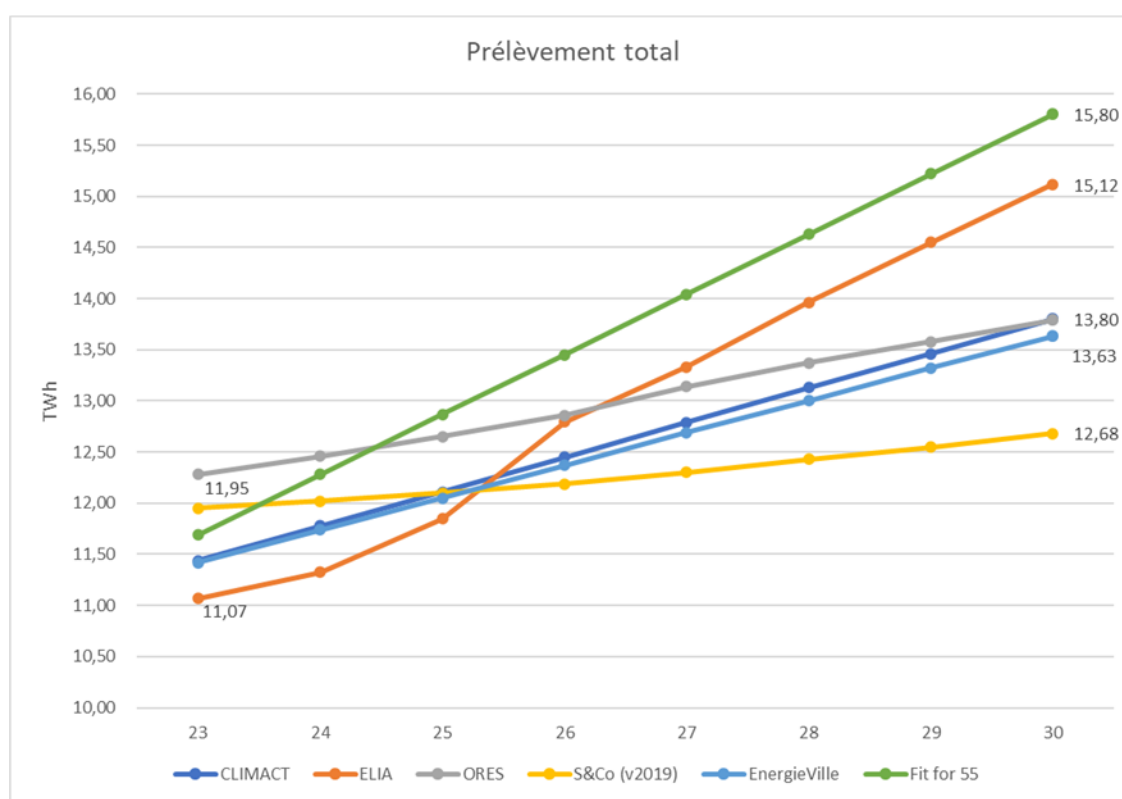
Confidentiel

TABEAU 13 VOLUMES D'ACHAT D'ELECTRICITE POUR LE COUVERTURE DES PERTES DES ANNEES 2019 A 2029

	Réalté 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Trans HT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26-1kV	68.383	63.436	63.906	65.219	61.878	66.258	68.114	68.954	70.837	70.460	71.072
Trans BT	21.677	19.469	18.574	18.736	17.776	19.034	19.568	19.809	20.350	20.242	20.418
BT	608.546	569.673	506.272	482.171	457.474	489.850	503.572	509.787	523.708	520.916	525.442
Total Volume	698.607	652.578	588.753	566.126	537.128	575.142	591.254	598.550	614.896	611.618	616.931

Pour déterminer les volumes de pertes des années 2025 à 2029, ORES a pris les hypothèses suivantes :

- Volumes de prélèvement des années 2025 à 2029 estimés sur la base du scénario Climact qui prévoit une augmentation des volumes de 20% entre 2023 et 2030 ;
- Pourcentage de pertes qui oscille de 4,9% à 4,6% entre 2023 et 2029 appliqué sur les volumes de prélèvement totaux.



estimation Infeed CLIMACT								
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	11,5	11,78	12,11	12,45	12,79	13,13	13,46	13,8
		102,43%	102,80%	102,81%	102,73%	102,66%	102,51%	102,53%
								120%
Taux de pertes								
		4,90%	4,90%	4,83%	4,83%	4,68%	4,60%	
Volumes à prévoir en MWh								
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	
		577.220	593.390	600.713	617.118	613.828	619.160	
déduction faite	0,36%	575.142	591.254	598.550	614.896	611.618	616.931	

3.3.2.2. Prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes

Les prix d'achat d'électricité pour la couverture des pertes en réseau budgétés par ORES Assets au sein de la proposition de revenu autorisé 2025-2029 sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 14 PRIX D'ACHAT ELECTRICITE POUR LA COUVERTURE DES PERTES DES ANNEES 2019 A 2029

Confidentiel

3.3.3. Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de réconciliation

Les charges liées au processus de réconciliation (hors OSP) des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 15 CHARGES LIEES AU PROCESSUS DE RECONCILIATION FERESO DES ANNEES 2019 A 2029

Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges émanant de factures émises par la société FeReSO ou d'autres sociétés dans le cadre du processus de	-1.054.032	-1.638.075	-2.792.612	-406.320	0	0	0	0	0	0	0
Volume net de réconciliation	-40.412	-52.410	-59.271	-17.160	0	0	0	0	0	0	0
Prix unitaire moyen	26,08	31,26	47,12	23,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Le rest-term est déterminé lors du processus de réconciliation. Il s'agit de la différence entre les volumes alloués et les volumes réconciliés. Ce volume est à charge des gestionnaires de réseau de distribution et peut être positif ou négatif.

Le rest-term à payer ou recevoir correspond au volume de l'année Y-2 étant donné que la réconciliation se calcule sur les mois de consommation du passé.

Le volume de rest-term est assez volatile d'année en année mais principalement en faveur d'ORES au cours des dernières années, c'est-à-dire un volume négatif à recevoir.

ORES n'a pas fait d'estimation car les produits et charges issus du processus de réconciliation sont par nature incertains.

Outre le caractère incertain, ORES s'attend, de toute façon, à un volume de rest-term proche de 0 à partir de 2023 et n'a donc budgété aucune charge ou produit pour les années 2025 à 2029.

3.3.4. Redevance de voirie

Les charges relatives à la redevance de voirie des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 16 CHARGES RELATIVES A LA REDEVANCE DE VOIRIE DES ANNEES 2019 A 2029

Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges relatives à la redevance de voirie	28.978.068	28.710.947	27.944.993	29.510.752	30.658.843	31.762.561	32.334.287	32.916.304	33.508.798	34.111.956	34.725.971

Le budget des charges relatives à la redevance de voirie des années 2026 à 2029 a été établi sur la base de la redevance de voirie réelle de l'année 2022 (hors Couvin) indexée sur la base des prévisions de l'indice santé 2023-2029 du Bureau du Plan.

3.3.5. Charges fiscales résultant de l'application de l'impôt des sociétés

Les charges fiscales relatives à l'impôt des sociétés des années 2025 à 2029 (électricité et gaz) sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 17 CHARGES FISCALES RELATIVES A L'IMPOT DES SOCIETES DE 2025 A 2029

Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charge fiscale résultant de l'application de l'impôt des sociétés sur la marge bénéficiaire équitable	30.037.891	30.133.724	30.484.141	30.850.728	31.394.058

Les charges fiscales ont été calculées annuellement sur la base de la marge bénéficiaire estimée (électricité et gaz) incluant les investissements liés au déploiement des compteurs intelligents.

TABLEAU 18 CALCUL DES CHARGES FISCALES DE ORES ASSETS DES ANNEES 2025 A 2029

Intitulé		Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Marge équitable	(A)	168.264.802	169.537.405	171.896.665	175.297.721	179.482.747
Charges d'intérêts sur emprunt (signe positif)	(B)	67.606.767	68.118.083	69.066.005	70.432.509	72.114.002
Taux d'imposition		25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
<i>Mbe brute = (Mbe nette - charges d'intérêts sur emprunt) / (1-taux impôt)</i>	[I]	134.210.714	135.225.762	137.107.546	139.820.283	143.158.327
Charges fiscales de base	[I]-(A)-(B)	-101.660.855	-102.429.726	-103.855.124	-105.909.947	-108.438.422
Dépenses non admises et non déductibles	(C) = Σ (1) à (8)	20.693.162	20.692.288	20.690.434	20.688.857	20.686.682
Amortissement de la Plus-value de réévaluation	(1)	20.693.162	20.692.288	20.690.434	20.688.857	20.686.682
Frais de restaurant	(2)					
Tickets repas	(3)					
Frais de voiture (Carburant)	(4)					
Frais de déplacement	(5)					
Frais de réception et de représentation	(6)					
Frais d'assurance hospitalisation	(7)					
Autres dépenses non admises (à spécifier)	(8)					
Taux d'imposition		25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Charges fiscales complémentaires sur DNA	(9) = (C) x Taux impôt	5.173.290	5.173.072	5.172.608	5.172.214	5.171.671
<i>Brutage ISOC sur dépenses non admises = Charges fiscales complémentaires sur DNA / (1-taux impôt)</i>	[II]	6.897.721	6.897.429	6.896.811	6.896.286	6.895.561
Intérêts notionnels déductibles	(D) = (13) x (14)	0	0	0	0	0
Fonds propres au 31.12.N-1	(10)					
Plus-value de réévaluation	(11)					
Autres déductions	(12)					
Fonds propres pour calcul des intérêts notionnels	(13) = (10)-(11)-(12)	0	0	0	0	0
Taux de base des Grandes Entreprises	(14)	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Taux d'imposition		25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Charges fiscales déductibles sur intérêts notionnels	(15) = (D) x Taux impôt	0	0	0	0	0
<i>Brutage ISOC sur intérêts notionnels = Charges fiscales déductibles sur intérêts notionnels / (1-taux impôt)</i>	[III]	0	0	0	0	0
Bénéfice à déclarer par le GRD	IV = [I+II-III]	141.108.434	142.123.192	144.004.357	146.716.569	150.053.888
Base imposable	V = [IV-(C)+(D)]	161.801.596	162.815.480	164.694.791	167.405.426	170.740.571
Taux d'imposition		25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
Charges fiscales dues sur base imposable	CF= [V] x Taux impôt	40.450.399	40.703.870	41.173.698	41.851.356	42.685.143
Taux d'imposition effectif	CF/Bénéfice à déclarer	28,67%	28,64%	28,59%	28,53%	28,45%
Majoration de la marge bénéficiaire équitable nette	CF/(A)	24,04%	24,01%	23,95%	23,87%	23,78%
		Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Quote-part ED		30.037.891	30.133.724	30.484.141	30.850.728	31.394.058

La clé de répartition utilisée pour répartir la charge fiscale d'ORES Assets entre électricité et gaz est basée sur les revenus autorisés (hors charge fiscale) de chaque fluide soit 74% pour l'électricité et 26% pour le gaz.

3.3.6. Autres impôts, taxes, redevances, surcharges, précomptes immobiliers et mobiliers

Les charges liées aux autres impôts, taxes, redevances, surcharges des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 19 AUTRES IMPOTS, TAXES, REDEVANCES DES ANNEES 2019 A 2029

Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Précomptes mobiliers afférents aux intérêts	9.912	9.585	10.894	24.288	859.081	368.465	368.465	368.465	368.465	368.465	368.465
TOTAL	9.912	9.585	10.894	24.288	859.081	368.465	368.465	368.465	368.465	368.465	368.465

Les budgets des années 2025 à 2029 sont composés du précompte mobilier à payer sur les intérêts liés aux placements de trésorerie en SICAV, billets de trésorerie, comptes à terme et comptes épargne.

3.3.7. Charges de pension non-capitalisées

Les charges de pension non-capitalisées des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 20 CHARGES DE PENSION NON-CAPITALISEES DES ANNEES 2019 A 2029

Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Melleure estimation 2023	Melleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Solde à amortir	23.122.853	17.955.832	13.401.409	9.293.539	6.540.682	4.418.652	2.741.052	1.488.990	804.638	553.095	339.164
Charges d'amortissement du capital	6.102.316	5.167.020	4.554.423	4.107.870	2.752.858	2.122.029	1.677.600	1.252.063	684.351	251.543	213.931
Rentes	148.368	145.274	120.059	108.194	107.025	100.318	92.508	85.281	78.669	72.621	67.090
TOTAL Charges de pension non capitalisées	6.250.685	5.312.294	4.674.482	4.216.064	2.859.882	2.222.347	1.770.108	1.337.344	763.021	324.165	281.021

Les charges d'amortissement des capitaux de pension des années 2025 à 2029 ont été déterminées sur la base du tableau d'amortissement des capitaux de pension repris ci-dessous.

Ce tableau d'amortissement prévoit un amortissement dégressif en 20 ans des capitaux de pension comptabilisés en 2008 au sein des comptes de régularisation d'ORES Assets dont le total s'élève à 158.267.912€ pour l'électricité. Cet amortissement prend fin le 31/12/2027. Ces charges incluent également les amortissements des capitaux de pension non capitalisés des communes wallonnes de Gaselwest et de PBE reprises par ORES Assets, qui prennent fin respectivement au 31/12/2028 pour les communes de Gaselwest et au 31/12/2031 pour les communes de PBE.

TAB 6.8 ED - RECAP capitaux-pensions à amortir					
	SANS REPRISES FRASNES/GASELWEST/PBE		Y COMPRIS FRASNES/GASELWEST/PBE		
	TOTAL	SOLDE	TOTAL	SOLDE	
Capital initial	158.267.912		161.586.230		
Amortissement 2007	9.739.382	148.528.530	9.739.382	151.846.848	
Amortissement 2008	10.000.850	138.527.679	10.000.850	141.845.997	
Amortissement 2009	12.365.745	126.161.934	12.365.745	129.480.252	
Amortissement 2010	12.257.485	113.904.449	12.257.485	117.222.767	
Amortissement 2011	12.065.050	101.839.399	12.065.050	105.157.717	
Amortissement 2012	11.910.855	89.928.545	11.910.855	93.246.863	
Amortissement 2013	11.753.078	78.175.467	11.753.078	81.493.785	
Amortissement 2014	11.531.554	66.643.912	11.531.554	69.962.230	
Amortissement 2015	10.973.803	55.670.109	10.973.803	58.988.427	
Amortissement 2016	10.490.010	45.180.099	10.494.851	48.493.576	
Amortissement 2017	9.872.151	35.307.948	9.876.782	38.616.795	
Amortissement 2018	9.173.398	26.134.551	9.391.626	29.225.169	
Amortissement 2019	5.846.857	20.287.694	6.102.316	23.122.853	
Amortissement 2020	4.911.767	15.375.926	5.167.020	17.955.832	
Amortissement 2021	4.299.502	11.076.425	4.554.423	13.401.409	
Amortissement 2022	3.853.067	7.223.358	4.107.870	9.293.539	
Amortissement 2023	2.499.125	4.724.232	2.752.858	6.540.682	
Amortissement 2024	1.869.124	2.855.108	2.122.029	4.418.652	
Amortissement 2025	1.424.236	1.430.872	1.677.600	2.741.052	
Amortissement 2026	999.214	431.658	1.252.063	1.488.990	
Amortissement 2027	431.658	0	684.351	804.638	
Amortissement 2028	0	0	251.543	553.095	
Amortissement 2029	0	0	213.931	339.164	
Amortissement 2030	0	0	213.931	125.234	
Amortissement 2031	0	0	125.234	0	
TOTAL	158.267.912		161.586.230		

Les budgets des charges de rentes à payer correspondent aux montants à payer à des ex-agents d'ORES (ex-gaziers) partis à la ville de Liège dont une partie est récupérée de la ville de Liège.

3.4. Les charges et produits non-contrôlables OSP

3.4.1. Charges émanant de factures d'achat d'électricité émises par un fournisseur commercial pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD

Les charges d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 21 CHARGES D'ACHAT D'ELECTRICITE POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTELE DES ANNEES 2019 A 2029

Confidentiel

3.4.1.1. Volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle

Les volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle sont budgétés selon les hypothèses suivantes :

- Pour les clients protégés : Nombre de clients protégés à fin 2023 auquel est appliqué une croissance de 2% par an qui correspond à la croissance annuelle historique. ORES a déduit les clients protégés PRC et les BIM. ORES a pris l'hypothèse d'une consommation moyenne de 3.500 kWh par client.
- Pour les clients sous fournisseur X (dans le cadre d'une procédure de End Of Contract) :
 - Hypothèse de 20% EOC résidentiels et 80% non résidentiels.
 - EOC résidentiels : nombre de EOC en 2023 après déduction des EOC de Couvin, auquel est appliqué un pourcentage de passage en fournisseur X (41%) et une durée de fourniture X moyenne de 56 jours. ORES a pris l'hypothèse d'une augmentation de 20% entre 2023 et 2024 au vu de l'augmentation du nombre de demande de EOC reçue en 2023 à la suite de l'entrée en vigueur du décret juge de Paix. ORES ne prévoit pas d'évolution entre 2024 et 2029. ORES obtient 544 clients alimentés sous fournisseur X résidentiels pour les années 2025 à 2029 avec une consommation moyenne annuelle de 3.500 kWh.
 - EOC non résidentiels : moyenne du nombre de EOC non résidentiels passés sous X en 2023 (836), à laquelle est appliquée une consommation annuelle de 26.221 kWh qui tient compte du pourcentage de passage sous X et de la durée de fourniture sous X. ORES prend l'hypothèse d'une stabilité entre 2023 et 2029.

3.4.1.2. Prix d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle

Confidentiel

3.4.2. Charges de distribution supportées par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre

Les charges de distribution pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 22 CHARGES DE DISTRIBUTION POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTELE DES ANNEES 2019 A 2029

Clients "fournisseur X"											
Intitulé	Réalté 2019	Réalté 2020	Réalté 2021	Réalté 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	20.443	24.498	27.864	22.799	21.611	23.824	23.824	23.824	23.824	23.824	23.824
Tarif distribution moyen	87	82	85	73	78	89	98	100	102	104	105
Coûts de distribution	1.769.965	1.999.927	2.359.152	1.660.209	1.688.011	2.126.882	2.339.570	2.381.682	2.424.552	2.468.194	2.512.622
Clients protégés											
Intitulé	Réalté 2019	Réalté 2020	Réalté 2021	Réalté 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	100.364	113.477	133.184	143.359	148.223	117.810	120.166	122.570	125.021	127.521	130.072
Tarif distribution moyen	91	84	84	83	86	89	98	100	102	104	105
Coûts de distribution	9.143.092	9.496.240	11.160.053	11.857.917	12.743.141	10.517.560	11.800.702	12.253.377	12.723.417	13.211.487	13.718.280
TOTAL											
Intitulé	Réalté 2019	Réalté 2020	Réalté 2021	Réalté 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	120.806	137.975	161.048	166.159	169.833	141.634	143.990	146.393	148.845	151.345	153.896
Tarif distribution moyen	90	83	84	81	85	89	98	100	102	104	105
Coûts d'achat	10.913.058	11.496.167	13.519.205	13.518.126	14.431.153	12.644.442	14.140.272	14.635.059	15.147.969	15.679.681	16.230.902

Les volumes pris en considération pour la détermination des charges de distribution pour l'alimentation de la clientèle propre sont identiques aux volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle (cfr point 3.4.1.1. de la présente annexe).

Les tarifs de distribution ont été définis sur la base du tarif de distribution de l'année 2024 auquel ORES a appliqué une augmentation de 10% entre 2024 et 2025 (qui correspond à la variation du revenu autorisé entre 2024 et 2025) et une augmentation annuelle de 1,8% entre 2025 et 2029 qui correspond aux prévisions de l'indice santé.

3.4.3. Charges de transport supportée par le GRD pour l'alimentation de la clientèle propre

Les charges de transport pour l'alimentation de la clientèle propre du GRD des années 2019 à 2029 sont reprises dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 23 CHARGES DE TRANSPORT POUR L'ALIMENTATION DE LA CLIENTELE DES ANNEES 2019 A 2029

Clients "fournisseur X"											
Intitulé	Réalté 2019	Réalté 2020	Réalté 2021	Réalté 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	20.443	24.498	27.864	22.799	21.611	23.824	23.824	23.824	23.824	23.824	23.824
Tarif transport moyen	38	38	40	28	29	26	46	47	52	52	52
Coûts de transport	775.696	919.668	1.122.475	640.555	622.796	613.439	1.088.930	1.129.859	1.242.542	1.242.542	1.242.542
Clients protégés											
Intitulé	Réalté 2019	Réalté 2020	Réalté 2021	Réalté 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volume en MWh	100.364	113.477	133.184	143.359	148.223	117.810	120.166	122.570	125.021	127.521	130.072
Tarif transport moyen	38	37	39	25	25	26	46	47	52	52	52
Coûts de transport	3.789.511	4.242.141	5.230.915	3.561.836	3.706.278	3.033.492	5.492.520	5.812.947	6.520.536	6.650.946	6.783.965

Les volumes pris en considération pour la détermination des charges de transport pour l'alimentation de la clientèle propre sont identiques aux volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle (cfr point 3.4.1.1. de la présente annexe).

Les prix unitaires de transport ont été définis sur la base du tarif de transport de l'année 2023 auquel ORES a appliqué les évolutions des tarifs de transport d'Elia 2024-2027 à savoir +5% entre 2023 et 2024; +77% entre 2024 et 2025; +4% entre 2025 et 2026 et +10% entre 2026 et 2027 puis une stabilité jusque 2029.

3.4.4. Produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité propre du gestionnaire de réseau de distribution

Les produits issus de la facturation de la fourniture d'électricité à la clientèle propre du GRD des années 2019 à 2029 sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 24 PRODUITS ISSUS DE LA FACTURATION DE LA FOURNITURE D'ELECTRICITE A LA CLIENTELE DES ANNEES 2019 A 2029

Clients "fournisseur X"											
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Produits issus de la facturation (signe négatif)	-5.452.659	-5.975.542	-5.460.035	-4.943.609	-11.750.385	-7.579.869	-8.791.156	-8.734.739	-8.941.978	-8.732.437	-8.626.943
Volume en MWh	20.755	24.030	22.599	15.877	23.292	23.824	23.824	23.824	23.824	23.824	23.824
Prix unitaire moyen hors régularisation	-262,72	-248,67	-241,61	-311,38	-504,49	-318,16	-369,01	-366,64	-375,34	-366,54	-362,11
Régularisations et corrections (signes négatifs en cas de produits)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Clients protégés											
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Produits issus de la facturation (signe négatif)	-13.118.847	-16.995.080	-14.636.777	-21.957.213	-21.077.940	-24.916.434	-28.405.783	-28.723.448	-29.755.465	-29.667.731	-29.934.527
Volume en MWh	94.444	118.177	102.399	120.072	90.015	117.810	120.166	122.570	125.021	127.521	130.072
Prix unitaire moyen hors régularisation	-138,91	-143,81	-142,94	-182,87	-234,16	-211,50	-236,39	-234,34	-238,00	-232,65	-230,14
Régularisations et corrections (signes négatifs en cas de produits)	263.933	0	-107.401	-1.562.321	0	0	0	0	0	0	0

Les volumes pris en considération pour la détermination des produits issus de la facturation à la clientèle sont identiques aux volumes d'achat d'électricité pour l'alimentation de la clientèle (cfr point 3.4.1.1. de la présente annexe).

- Le prix maximum budgété a été déterminé par ORES en prenant les hypothèses suivantes :
 - o Prix de la commodité : prix de gros correspondant au prix de gros utilisé pour le calcul du prix d'achat de l'électricité à savoir **confidentiel** en 2025 et **confidentiel** en 2029 auquel ORES a appliqué les paramètres du contrat Engie Easy variable de décembre 2023 et une diminution de 2%.
 - o Tarif de distribution : tarif 2024 auquel ORES a appliqué une augmentation de 10% entre 2024 et 2025 (qui correspond à la variation du revenu autorisé entre 2024 et 2025) et une augmentation annuelle de 1,8% entre 2025 et 2029 qui correspond aux prévisions de l'indice santé.
 - o Tarif de transport : tarif de transport de l'année 2023 auquel ORES a appliqué les évolutions des tarifs de transport d'Elia 2024-2027 à savoir +5% entre 2023 et 2024; +77% entre 2024 et 2025; +4% entre 2025 et 2026 et +10% entre 2026 et 2027 puis une stabilité jusque 2029.
- Le tarif social budgété a été déterminé par ORES en prenant les hypothèses suivantes :
 - o Prix de la commodité : prix maximum auquel ORES a appliqué une diminution de 35%.
 - o Tarif de distribution : composante distribution du TSS du 1^{er} trimestre 2024 auquel ORES a appliqué une augmentation de 10% entre 2024 et 2025 et une augmentation annuelle de 1,8% entre 2025 et 2029 qui correspond aux prévisions de l'indice santé.

- Tarif de transport : composante transport du TSS du 1^{er} trimestre 2024 auquel ORES a appliqué les évolutions des tarifs de transport d’Elia 2024-2027 à savoir +77% entre 2024 et 2025; +4% entre 2025 et 2026 et +10% entre 2026 et 2027 puis une stabilité jusque 2029.

Les montants des surcharges (droit d’accise spécial, redevance de raccordement) étant reversés entièrement, ils sont neutres pour le budget du GRD et donc non repris dans les estimations.

3.4.5. Compensation versée par la CREG

Les produits versés par la CREG au titre de compensation pour les clients protégés fédéraux des années 2019 à 2029 sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 25 PRODUITS ISSUS DE LA COMPENSATION CREG DES ANNEES 2019 A 2029

Compensation CREG											
Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Compensation CREG (signe négatif)	-2.325.775	-3.143.639	-3.904.000	-16.833.969	-4.834.527	-2.084.612	-4.650.924	-5.508.861	-5.887.545	-6.034.342	-6.004.179

ORES a établi le prix de référence sur la base des hypothèses suivantes :

- Prix de la commodité : prix de gros correspondant au prix de gros utilisé pour le calcul du prix d’achat de l’électricité à savoir **confidentiel** en 2025 et **confidentiel** en 2029 auquel ORES a appliqué la formule prévue à l’article 3 de l’AR du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l’application des tarifs sociaux par les entreprises d’électricité.
- Tarif de distribution : tarif 2024 auquel ORES a appliqué une augmentation de 10% entre 2024 et 2025 (qui correspond à la variation du revenu autorisé entre 2024 et 2025) et une augmentation annuelle de 1,8% entre 2025 et 2029 qui correspond aux prévisions de l’indice santé.
- Tarif de transport : tarif de transport de l’année 2023 auquel ORES a appliqué les évolutions des tarifs de transport d’Elia 2024-2027 à savoir +5% entre 2023 et 2024; +77% entre 2024 et 2025; +4% entre 2025 et 2026 et +10% entre 2026 et 2027 puis une stabilité jusque 2029.

ORES a ensuite calculé pour chaque trimestre, la différence moyenne entre le prix de référence et le tarif social et a appliqué ce delta aux volumes estimés.

Les volumes ont été estimés sur la base d’un pourcentage de 68% de clients protégés fédéraux.

3.4.6. Charges d'achat des certificats verts pour l'alimentation de la clientèle

Les charges, volumes et prix unitaire d'achat des certificats verts pour l'alimentation de la clientèle des années 2019 à 2029 sont repris dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 26 CHARGE, VOLUMES ET PRIX D'ACHAT DES CERTIFICATS VERTS DES ANNEES 2019 A 2029

Intitulé	Réalité 2019	Réalité 2020	Réalité 2021	Réalité 2022	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Volumes fournis non-soumis au quota (MWh)	46.913	42.853	40.438	38.691	36.750	37.699	38.453	39.222	40.007	40.807	41.623
Volumes fournis soumis au quota (MWh)	73.651	92.634	120.996	116.166	112.213	103.935	105.537	107.171	108.838	110.538	112.273
Quota en %	37%	38%	39%	39%	40%	40%	43%	43%	44%	44%	44%
Volume à financer	27.457	35.553	47.007	45.688	44.661	41.865	45.740	46.223	47.791	48.349	49.220
Prix unitaire	69	71	70	69	69	68	69	69	70	70	70
Charges d'achat certificats verts	1.901.556	2.512.831	3.294.942	3.138.911	3.091.432	2.862.314	3.147.548	3.197.616	3.324.576	3.381.205	3.460.540

Pour l'année 2025, les volumes soumis au quota (105 MWh) correspondent à 73% des volumes totaux fournis. Les quotas de CV des années 2025 à 2029 correspond aux quotas publiés sur le site internet de la CWaPE. Le prix unitaire d'achat des CV est basé sur le prix moyen des dernières offres de prix (69€/MWh).

4. LES CHARGES NETTES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS (CNCC)

4.1. Projet de déploiement des compteurs communicants

4.1.1. Choix technologiques

Pour l'électricité, à la suite du décret de 07/2018, ORES, RESA et SIBELGA ont décidé de se rallier à la solution envisagée en Flandre.

La solution consiste en un compteur électricité produit par Sagemcom pourvu d'une communication avec plusieurs autres compteurs en local (on peut relier jusqu'à 4 compteurs sur le compteur électricité) et d'une communication sans fil type NB-IOT pour le rapatriement des données vers les systèmes informatiques d'ORES.

La solution au niveau des ports de sortie « locaux » du compteur pour permettre de suivre sa consommation en temps réel est basée sur des standards DSMR en ce qui concerne la sortie « P1 » (mise à disposition de données toutes les secondes) et la création d'un nouveau standard unique en ce qui concerne la sortie « S1 » (mise à disposition de données inférieures à la seconde).

ORES a signé une **convention avec** Fluvius à l'été 2019 lui permettant d'être approvisionné en compteurs mais aussi d'utiliser les données et le même service de maintenance et de support, allant du compteur (inclus gestion des Firmwares) aux systèmes informatiques gérant la sécurité et l'encryption des données, aux opérateurs télécoms, ainsi qu'au système « HEAD-END » (HES, auparavant appelé AMM ou encore AMI). Les modalités de gestion opérationnelle se font en « Data as a Service » par le consortium IBM/Sagemcom. Cette convention couvre l'approvisionnement des compteurs jusqu'en 12/2022 et le service jusqu'en 12/2037.

En termes de couverture réseau, à des discussions menées avec le consortium fin 2020, Proximus assure désormais, depuis 2021, une couverture théorique Indoor de 92,75% (en lieu et place de 85,78% initialement prévus) du territoire d'ORES en NB-IOT.

ORES a signé une **deuxième convention** avec Fluvius (et les autres GRD Belges) en décembre 2020, et a lancé un marché permettant de couvrir l'approvisionnement en compteurs à partir de 2023 jusqu'en 2035 ainsi que le "Data as a Service" y lié pour 15 ans. Ce marché a été attribué en août 2021 en multi-sourcing avec 2 fournisseurs (IBM d'une part et Landis et Gyr d'autre part avec une répartition des quantités entre les 2 fournisseurs de 50/50). La mise en œuvre et la livraison des compteurs de ce nouveau marché sera phasée :

- À partir d'octobre 2023, les nouveaux compteurs ainsi que le DaaS proviendront à 100% de IBM (Sagemcom). Fin d'écoulement des stocks du 1^{er} marché MDC1 : mai 2024 ;
- A partir de mars 2024, les nouveaux compteurs seront fournis à 50% par Sagemcom et à 50% par Landis et Gyr ;
- A partir de janvier 2025 (dates, contrats et prix encore à finaliser avec les fournisseurs), une solution câblée en électricité permettra de communiquer avec les compteurs pour les situations où la pénétration du réseau NBioT indoor n'est pas suffisante.

En termes de couverture réseau, le nouveau contrat (qui fera intervenir d'autres opérateurs réseau que Proximus) assurerait une couverture théorique Indoor évolutive améliorée en NB-IOT allant, en 2025, jusqu'à 96% (IBM) et 98% (Landis) du territoire d'ORES. ORES est prudent par rapport à ces chiffres théoriques vu qu'ils n'ont pas encore été vérifiés sur la base de la localisation exacte des compteurs d'ORES mais établis sur la base de la couverture du territoire.

La solution retenue en DaaS prévoit que chaque fournisseur propose une chaîne complète du compteur au HES. Cet ensemble constitue un ensemble cohérent, développé en standard par les fournisseurs. L'intégration native assure un fonctionnement optimal en ce compris les éléments liés à la cybersécurité et aux mises à jour de firmwares notamment.

4.1.2. Architecture informatique

Avant 2023 :

1. Flux logistique :

Lors de la livraison des compteurs au magasin central, ORES reçoit un fichier digitalisé (« shipment file »), permettant de créer les compteurs après contrôle qualité (via l'outil Cube) dans le système « asset » (SAP-ISU).

2. Flux pose compteur :

Les rendez-vous client sont créés dans SAP-LOPEX, puis envoyés vers les outils de mobilité des agents techniques pour pose et traitement post-administratif en SAP-ISU -> Mercure -> Clearing House. Dans le cadre du déploiement à l'initiative du GRD, l'outil de déploiement sur la base de critères prédéfinis et sur la base de la capacité disponible va sélectionner les adresses des compteurs à remplacer et générer des listes.

3. Flux prépaiement :

Le compteur est configuré en « prépaiement » au travers de SAP. Les consommations sont envoyées quotidiennement via le HES et PRISME à l'outil PPP qui calcule un solde restant et le renvoie jusqu'au compteur.

En cas de solde insuffisant, des opérations de coupure à distance vers les compteurs sont initiées par PPP, puis PRISME / HES jusqu'au compteur.

Le client a accès à un site Web pour suivre son solde et ses consommations.

Les montants financiers des rechargements venant du PPP passent par SAP-Finance et sont également envoyés vers les fournisseurs.

4. Flux meter to cash :

Lorsqu'un processus marché a besoin d'un index de décompte pour facturation (facturation annuelle ou déménagement ou ...), Mercure demande cet index au PRISME et renvoie le résultat vers le marché. (Seul le régime 1 sera possible au niveau marché).

5. Flux télé-opérations ouverture/fermeture :

Si le client désire ouvrir son port de sortie P1/S1 à distance, un dossier est créé en SAP-LOPEX et une télé-opération est envoyée via PRISME et le HES vers le compteur. Le compteur répond et remonte l'information jusqu'à LOPEX.

S'il faut réaliser une ouverture ou fermeture du compteur à distance le flux suivi est identique.

La gestion du changement de la puissance de l'installation n'est pas prévue dans cette phase.

6. Flux suivi de la consommation :

Les clients qui le désirent peuvent se connecter au portail client et choisir s'ils veulent voir leurs données par jour ou par 15/60'. Les données de comptage sont stockées dans PRISME et affichées au client via le portail.

Après 2023 :

- apparition d'un 2^{ème} HES pour IBM et d'un 3^{ème} HES pour Sagemcom ;
- mise en place d'un nouvel MDM Smart ;
- solution de reporting-analytics.

4.1.3. Stratégie de déploiement des compteurs communicants

Le Parlement wallon a décidé – par un décret du 19 juillet 2018, entré en vigueur le 16 septembre 2018 (le « Décret Compteurs Communicants ») – que le déploiement de compteurs communicants en Région wallonne se ferait sur une base obligatoire et prioritaire par segments. Ceci avec la possibilité pour le client de refuser le placement du compteur en cas d'électro-sensibilité.

Ainsi, l'article 35 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité (décret électricité), introduit par le Décret Compteurs Communicants, impose le placement d'un compteur communicant à partir du 1er janvier 2023 au plus tard, dans une série de situations, décrites ci-dessous :

- lorsque l'URD est un client résidentiel déclaré en défaut de paiement ;
- lorsqu'un compteur classique est remplacé (compteur défectueux ou en fin de vie);
- lorsqu'il est procédé à un nouveau raccordement ;
- lorsqu'un URD en fait la demande.

En outre, au plus tard le 31 décembre 2029, les GRD devront avoir installés 80% de compteurs communicants chez les URD suivants :

- dont la consommation annuelle standardisée est supérieure ou égale à 6.000 kWh ; ou
- disposant d'une installation de production d'électricité ;
- les points de recharge ouverts au public.

ORES cible (en ordre de priorité) :

- les installations avec des clients prosumers et des clients non prosumers demandeurs (suite à l'introduction de la prime de la région wallonne pour les clients résidentiels et du tarif prosumer au 01/10/2020) ;
- les installations avec des clients en défaut de paiement (vu les contraintes sur le matériel Payguard et l'outil informatique Talexus et la valeur ajoutée pour le client et les bénéficiaires dégagés) ;
- les installations avec des compteurs devant faire l'objet de campagnes de remplacement systématique car plus conformes au niveau métrologique ;
- les consommateurs ≥ 6.000 kWh/an ;
- les prosumers avec installation ≤ 10 kVa

Le phasage du déploiement par type d'installation est résumé dans le tableau suivant (qui compare ce qui est demandé dans le décret avec ce qui a été modélisé par ORES dans son plan de déploiement) :

Décret	Dans BC
Nouveau raccordement	Oui (apd. 2022, sauf nouveaux prosumers apd 2020)
Remplacement	Oui (apd. 2022, sauf « SPF » apd 2020 et la gestion des inondations à l'été 2021)
Nouveau défaut de paiement	Oui (apd. 06-2021, sauf pilote à Namur apd 02/2021)

Parc Compteurs à Budget existant	Oui (apd. 10-2021, sauf pilote à Namur apd. 12/2020)
Segment prosumer <= 10 kVa	Oui (apd. 2023)
Segment Consommateurs >=6MWh	Oui (apd. 2020)
A la demande du client	Oui (apd. 2020, « <i>capacité prosumers/nonprosumer</i> »)
Bornes de recharge ouvertes au public	Oui (apd. 2022, accélération avec le projet EZ-Charge dès 2023)

4.1.4. Conformité avec le décret électricité

La CWaPE a contrôlé que le plan de déploiement d'ORES Assets respectait les objectifs fixés par le décret électricité, en particulier l'installation de 80% de compteurs communicants sur son réseau au plus tard le 31 décembre 2029 auprès des URD suivants :

- 1° utilisateur de réseau avec une consommation annuelle standardisée supérieure ou égale à 6.000 kWh
- 2° utilisateur de réseau disposant d'une installation de production d'électricité ;
- 3° les points de recharge ouverts au public.

Pour les 3 catégories d'URD « prioritaires » visées par le décret, ORES a calculé le nombre de compteurs installés sur son réseau en 2023. Afin d'éviter les doubles comptages, ORES a établi un système de hiérarchisation pour les URD qui se trouvent dans deux catégories comme suit :

- Un prosumer qui consomme plus de 6.000 kWh est classé dans la catégorie « remplacement compteur BT des URD prosumers » ;
- Un prosumer ou gros consommateur (> 6.000 kWh) qui demande un nouveau raccordement est classé dans la rubrique « nouveaux raccordements ».

ORES a ensuite déterminé le nombre de compteurs à remplacer pour atteindre la cible du décret (80%). ORES a ensuite déduit les compteurs communicants déjà installés chez ces URD au 31/12/2023 et le nombre de compteurs communicants qui sera installé chez ses URD à leur demande au cours de la période 2024-2029. Le solde constitue le nombre de compteurs à remplacer à l'initiative du GRD entre 2024 et 2029.

	Nombre de compteur à fin 2023	Nombre de compteur SM à fin 2023	Nombre de compteurs à convertir	Nombre de compteurs remplacés à la demande du client	Nombre de compteurs SM à fin 29	Pourcentage
Gros consommateur (>= 6.000 kWh)	96.271	17.782	59.235	0	77.017	80%
Prosumers <= 10 KVA	272.313	38.268	164.583	15.000	217.851	80%
Point de recharge ouverts au public	241	30	163	0	193	80%
TOTAL	368.825				295.060	80%

La CWaPE constate que le plan de déploiement d'ORES est conforme au décret électricité.

Néanmoins, le contrôle définitif du respect du décret ne pourra être réalisé par la CWaPE que ex post en 2030 lorsque le nombre de compteurs communicants réellement installés auprès des URD des segments prioritaires sera connu.

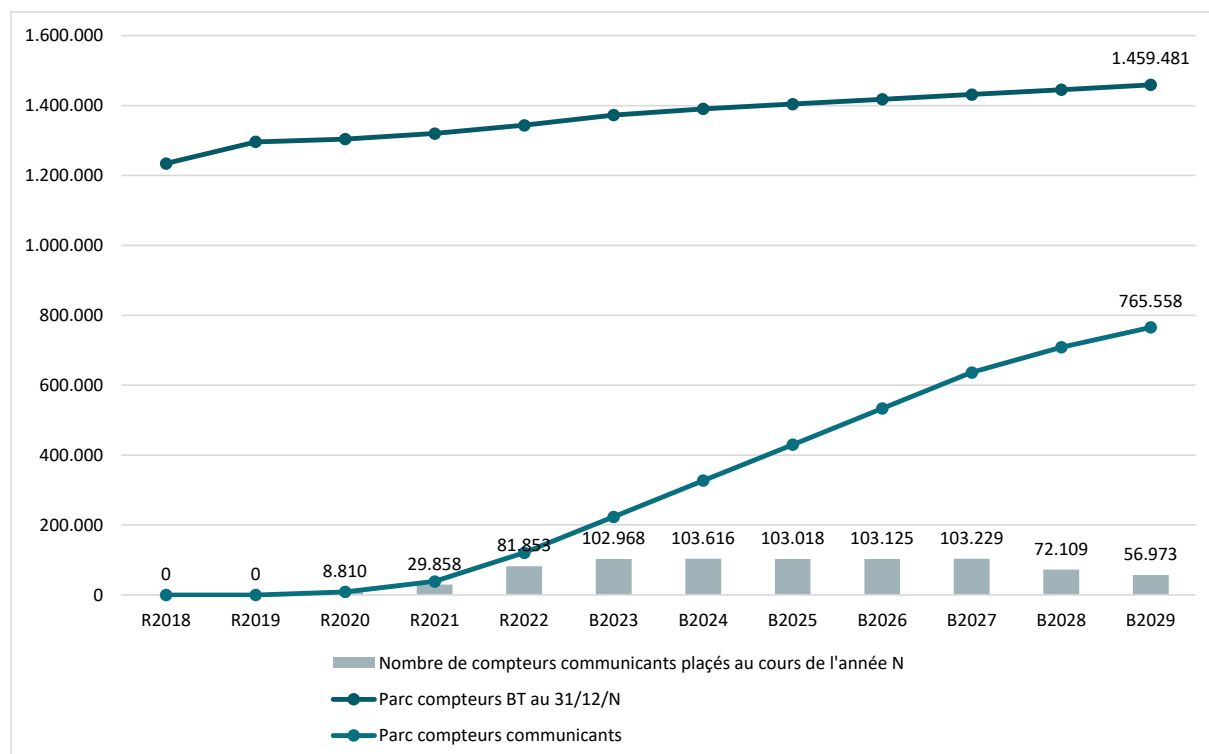
4.1.5. Nombre de compteurs communicants

ORES prévoit de placer **438.454 compteurs communicants** sur la période régulatoire 2025-2029.

	Nombre de compteurs smart à placer								B2025-B2029
	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029		
URD en défaut de paiement (Ligne 9)	7.405	7.405	7.405	7.183	6.967	6.758	6.556		34.869
Remplacement CâB pour panne ou fin de vie (Ligne 9)	952	458	0	0	0	0	0		0
Nouveaux raccordements (Ligne 14)	13.194	13.326	13.459	13.594	13.730	13.867	14.006		68.656
Remplacement compteurs BT (Ferraris) pour panne ou fin de vie (Lignes 30-32)	12.982	13.138	13.132	12.133	11.319	9.591	8.619		54.795
Remplacement compteurs BT (Ferraris + SM) à la demande de l'URD (ex: renforcement)(Ligne 31)	4.051	4.113	4.113	3.713	3.403	3.093	2.892		17.215
Remplacement compteurs BT (Ferraris) pour problème de métrologie (Ligne 36)	2.000	8.371	0	0	0	0	0		0
Remplacement compteurs smart pour panne (Ligne 33)	549	787	939	1.090	1.254	1.409	1.378		6.069
Remplacement CâB actifs (Ligne 7)	16.152	4.381	0	0	0	0	0		0
Remplacement CâB inactifs (Ligne 10)	5.779	5.293	4.594	3.802	3.176	2.676	2.271		16.519
Remplacement compteurs BT à la demande d'URD résidentiels prosumers (Ligne 34)	7.408	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500		12.500
Remplacement compteurs BT à la demande d'URD résidentiels non prosumers (Ligne 34)	22.525	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000		25.000
Remplacement compteurs BT à la demande d'URD non-résidentiels	1.000	2.000	2.000	0	0	0	0		2.000
Remplacement compteurs BT des URD prosumers (Ligne 35)	1.995	23.703	37.685	45.897	49.881	7.416	0		140.879
Remplacement compteurs BT des URD consommateurs >= 6 MWh (Ligne 35)	3.667	10.500	9.770	5.770	3.770	17.699	11.726		48.735
Bornes de recharge ouvertes au public (Ligne 35)	0	50	50	63	0	0	0		113
Pilotes ORES (historiques, nouveau trajet BT, autre) (Ligne 35)	720	0	0	0	0	0	0		0
Remplacement compteur E lors de l'activation PRP SM GAZ (Ligne 10)	2.590	2.590	2.370	2.381	2.228	2.099	2.026		11.104
Autre segment (à justifier)	0	0	0	0	0	0	0		0
TOTAL compteurs smart placés année N	102.968	103.616	103.018	103.125	103.229	72.109	56.973		438.454

ORES prévoit d'avoir **52% du parc de compteurs BT équipés d'un compteur communicant fin 2029.**

	Evolution parc compteurs BT hors CâB						
	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Parc compteurs BT (SM et non SM) au 31/12/N	1.373.118	1.390.825	1.404.285	1.417.879	1.431.608	1.445.475	1.459.481
Parc compteurs smart (avec et sans prépaiement)	223.489	327.105	430.123	533.248	636.477	708.586	765.558
% SM/ parc compteurs BT	16%	24%	31%	38%	44%	49%	52%



4.1.6. Coûts d'investissement réseau

Les compteurs communicants sont scindés en deux catégories : les compteurs dits « Business As Usual » et les compteurs dit « hors BAU ».

La première catégorie regroupe les situations de pose de compteurs qui font partie du « core business » du GRD et à savoir :

- les nouveaux raccordements ;
- les clients en défaut de paiement chez qui un compteur à prépaiement doit être installé ;
- les remplacements de compteurs en panne ou défectueux (hors problème de métrologie) ;
- les remplacements historiques de compteurs à la demande des clients ;
- le remplacement du compteur électricité pour relayer les informations du compteur communicant gaz ;
- les compteurs communicants placés dans le cadre de projets pilotes menés par ORES.

La deuxième catégorie regroupe les placements de compteurs communicants dans les segments prévus par le décret :

- les clients avec une consommation annuelle standardisée est supérieure ou égale à 6.000 kWh ;
- les clients avec une installation de production d'électricité ;
- les points de recharge ouverts au public ;
- le remplacement du compteur à la demande du client ;
- le remplacement des compteurs à budgets actifs et inactifs.

Nombre de compteurs smart à placer		B2025	B2026	B2027	B2028	B2029	B2025-2029
URD en défaut de paiement	BAU	7.405	7.183	6.967	6.758	6.556	34.869
Remplacement CâB pour panne ou fin de vie	BAU	0	0	0	0	0	0
Nouveaux raccordements	BAU	13.459	13.594	13.730	13.867	14.006	68.656
Remplacement compteurs BT (Ferraris) pour panne ou fin de vie	BAU	13.132	12.133	11.319	9.591	8.619	54.795
Remplacement compteurs BT (Ferraris + SM) à la demande de l'URD	BAU	4.113	3.713	3.403	3.093	2.892	17.215
Remplacement compteurs BT (Ferraris) pour problème de métrologie	hors BAU <2025, BAU à pd 2025 (0 qtt)	0	0	0	0	0	0
Remplacement compteurs smart pour panne	BAU	939	1.090	1.254	1.409	1.378	6.069
Remplacement CâB actifs	hors BAU = BAU+	0	0	0	0	0	0
Remplacement CâB inactifs	hors BAU = BAU+	4.594	3.802	3.176	2.676	2.271	16.519
Remplacement compteurs BT à la demande d'URD résidentiels prosumers	décret = BAU+	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	12.500
Remplacement compteurs BT à la demande d'URD résidentiels non prosumers	décret = BAU+	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	25.000
Remplacement compteurs BT à la demande d'URD non-résidentiels	décret = BAU+	2.000	0	0	0	0	2.000
Remplacement compteurs BT des URD prosumers	décret = BAU+	37.685	45.897	49.881	7.416	0	140.879
Remplacement compteurs BT des URD consommateurs >= 6 MWh	décret = BAU+	9.770	5.770	3.770	17.699	11.726	48.735
Bornes de recharge ouvertes au public	décret = BAU+	50	63	0	0	0	113
Pilotes ORES (historiques, nouveau trajet BT, autre)	BAU	0	0	0	0	0	0
Remplacement compteur E lors de l'activation PRP SM GAZ	BAU	2.370	2.381	2.228	2.099	2.026	11.104
TOTAL compteurs smart placés année N		103.018	103.125	103.229	72.109	56.973	438.454
Parc compteurs smart (prépaiement et non prépaiement)		430.123	533.248	636.477	708.586	765.558	

4.1.6.1. Coût unitaire compteur communicant BAU

Le coût unitaire de pose d'un compteur communicant BAU a été établi par ORES selon les hypothèses suivantes :

	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Coût du compteur	64	63	64	65	66	67	68
Coût du matériel hors compteur	77	80	81	83	84	86	87
Coût matériel	141	142	145	148	150	153	156
Nombre heures agent technique	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Taux horaire agent technique	59	54	56	57	60	62	64
Coût MO technique	100	82	84	87	91	94	98
Autres frais indirects = frais généraux	162	159	165	175	186	203	217
Total coût placement compteur smart	403	383	394	410	427	450	471

1. Coût du compteur :

Pour 2023 : ORES a calculé pour chaque type de compteur (monophasé et multiphasé), un coût de compteur correspondant à 35% du prix du marché n°1 (55€ pour mono et 72€ pour multi) et 65% du prix marché n°2 (45€ pour mono et 59€ pour multi). ORES a ensuite calculé un coût moyen annuel (57€) en tenant compte d'une pondération entre monophasé et multiphasé de 45%/55%.

Prix 2023	MDC1	MDC2	Répartition	Moyenne nouveau et ancien contrat indexé (35%/65%)
compteur électricité monophasé S211	€ 55	€ 45	45%	€ 48
compteur électricité multiphasé T211	€ 72	€ 59	55%	€ 64
				€ 57

Pour 2024 : ORES a calculé un coût moyen annuel (53€) sur la base du prix du marché n°2 en tenant compte d'une pondération entre monophasé et multiphasé de 45%/55% et a ensuite indexé ce coût de 3,6% pour obtenir un coût de 55€ par compteur.

Pour 2025 à 2029 : ORES a indexé annuellement à un taux de 1,8% le coût du compteur de l'année 2024 (55€).

ORES a ajouté au prix du compteur une dotation en petit matériel qui comprend les coûts des matières non confirmables tels que les vis, chevilles, tirefonds, colsons, capuchons de scellement, etc. Le montant de cette dotation est basé sur les coûts réels de l'année 2022 indexés annuellement.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Prix compteur	57	55	56	57	58	59	60
Dotation petit matériel	8	8	8	8	8	9	9
Coût compteur	64	63	64	65	66	67	68

2. Coût du matériel hors compteur :

Il s'agit du coût du coffret de comptage et des éléments périphériques (disjoncteur, porte-fusible, câblage, etc).

Pour 2023 : ORES a calculé un prix (77€) sur la base de ses marchés de fourniture et selon la répartition des coffrets représentative de la répartition sur le réseau d'ORES à savoir 60% de coffrets 25D60, 20% de tableautin, 19% de coffret non-harmonisé et 1% de coffret modulaire.

Pour 2024-2029 : ORES a indexé annuellement le prix de l'année 2023 selon les taux suivants :

2024	3,6%
2025	1,8%
2026	1,8%
2027	1,8%
2028	1,8%
2029	1,8%

3. Coût de la main d'œuvre technique :

ORES a pris l'hypothèse d'un temps de pose moyen de 1,5 h (1h30) par compteur soit 5 compteurs par jour entre 2024 et 2029. ORES base son hypothèse sur un temps de pose moyen observé en 2023 de 1h36 soit 4,7 poses par jour. ORES considère qu'il n'est pas en mesure de réduire la durée du temps de pose dans le cadre d'un déploiement segmenté qui nécessite des déplacements entre les poses.

La CWaPE accepte l'hypothèse d'ORES mais considère que cette hypothèse devra être revue dans le cas d'un déploiement généralisé. Dans ce cas, ORES devrait être en mesure d'augmenter sa productivité et de progressivement réduire le temps de pose moyen à 1h par compteur comme Fluvius.

Les taux standard sont basés sur les taux standards définis par ORES et qui tiennent compte des indexations, des augmentations annuelles, des accords interprofessionnels, des promotions, de l'évolution liée aux entrants et sortants de l'entreprise (effet Noria), de l'effet « métiers en pénurie ». Les pourcentages d'évolution appliqués par ORES sont repris dans le tableau ci-dessous :

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
▼	-0,7%	4,3%	14,7%	-5,1%	3,0%	2,9%	3,6%	3,4%	3,5%

4. Autres frais indirects :

ORES a réparti les coûts indirects (coûts de support, BOT, etc) réels des activités de comptage des années 2019 à 2022 en deux catégories : les coûts de rémunération et les autres coûts.

	2019	2020	2021	2022
Coûts indirects activités de comptage	5.827.775	6.547.069	7.469.936	9.191.170
Hors rémunération	1.265.657	1.232.576	1.607.183	1.903.919
<i>Dont Petit Matériel</i>	436.716	391.845	574.462	653.557
Rémunération	4.562.118	5.314.492	5.862.753	7.287.251

ORES a déduit les coûts indirects imputés aux compteurs hors BAU et a ensuite indexé les coûts indirects de rémunération pour les convertir en euro 2022. ORES a ensuite calculé la moyenne des coûts indirects de rémunération en euro 2022 (5.041.706€) puis a appliqué à ce montant la même évolution que l'évolution appliquée aux coûts de rémunération technique (voir point 3 ci-dessus) pour déterminer les coûts indirects de rémunération des années 2023 à 2029.

Pour les autres coûts indirects (hors rémunération), ORES a déduit les coûts de petit matériel (pour éviter un double comptage avec la surcharge petit matériel) et a ensuite calculé le montant moyen en euro 2022 (1.062.125€) puis appliqué l'évolution de l'indice santé pour déterminer les coûts indirects hors rémunération des années 2023 à 2029.

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
4,30%	3,60%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%

ORES a additionné les coûts indirects de rémunération et hors rémunération de chaque année et les a divisé par le nombre de compteurs communicants BAU placés chaque année afin d'obtenir un coût par compteur.

	2025	2026	2027	2028	2029
Coûts indirects rémunération	€ 5.654.339	€ 5.819.796	€ 6.030.454	€ 6.236.907	€ 6.455.133
Coûts indirects hors rémunération	€ 1.168.335	€ 1.189.365	€ 1.210.774	€ 1.232.568	€ 1.254.754
Total coûts indirects	€ 6.822.674	€ 7.009.161	€ 7.241.227	€ 7.469.474	€ 7.709.887
Nombre de compteurs BAU	41.419	40.093	38.902	36.818	35.476
Coûts indirects par compteur	€ 165	€ 175	€ 186	€ 203	€ 217

4.1.6.2. Coût unitaire compteur communicant hors BAU

Le coût unitaire de pose d'un compteur communicant hors BAU a été établi par ORES selon les hypothèses suivantes :

	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Coût du compteur	64	63	64	65	66	67	68
Coût du matériel hors compteur	77	80	81	83	84	86	87
Coût matériel	141	142	145	148	150	153	156
Nombre heures agent technique	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Taux horaire agent technique	59	54	56	57	60	62	64
Coût MO technique	100	82	84	87	91	94	98
Surcoût MO administrative	54	50	52	53	55	68	93
Total coût placement compteur smart	295	274	281	288	296	315	347

1. Coût du compteur :

Pour 2023 : ORES a calculé pour chaque type de compteur (monophasé et multiphasé), un coût de compteur correspondant à 35% du prix du marché n°1 (55€ pour mono et 72€ pour multi) et 65% du prix marché n°2 (45€ pour mono et 59€ pour multi). ORES a ensuite calculé un coût moyen annuel (57€) en tenant compte d'une pondération entre monophasé et multiphasé de 45%/55%.

Prix 2023	MDC1	MDC2	Répartition	Moyenne nouveau et ancien contrat indexé (35%/65%)
compteur électricité monophasé S211	€ 55	€ 45	45%	€ 48
compteur électricité multiphasé T211	€ 72	€ 59	55%	€ 64
				€ 57

Pour 2024 : ORES a calculé un coût moyen annuel (53€) sur la base du prix du marché n°2 en tenant compte d'une pondération entre monophasé et multiphasé de 45%/55% et a ensuite indexé ce coût de 3,6% pour obtenir un coût de 55€ par compteur.

Pour 2025 à 2029 : ORES a indexé annuellement à un taux de 1,8% le coût du compteur de l'année 2024 (55€).

ORES a ajouté au prix du compteur une dotation en petit matériel qui comprend les coûts des matières non confirmables tels que les vis, chevilles, tirefonds, colsons, capuchons de scellement, etc. Le montant de cette dotation est basé sur les coûts réels de l'année 2022 indexés annuellement.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Prix compteur	57	55	56	57	58	59	60
Dotation petit matériel	8	8	8	8	8	9	9
Coût compteur	64	63	64	65	66	67	68

2. Coût du matériel hors compteur :

Il s'agit du coût du coffret de comptage et des éléments périphériques (disjoncteur, porte-fusible, câblage, etc).

Pour 2023 : ORES a calculé un prix (77€) sur la base de ses marchés de fourniture et selon la répartition des coffrets représentative de la répartition sur le réseau d'ORES à savoir 60% de coffrets 25D60, 20% de tableautin, 19% de coffret non-harmonisé et 1% de coffret modulaire.

Pour 2024-2029 : ORES a indexé annuellement le prix de l'année 2023 selon les taux suivants :

2024	3,6%
2025	1,8%
2026	1,8%
2027	1,8%
2028	1,8%
2029	1,8%

3. Coût de la main d'œuvre technique :

ORES a pris l'hypothèse d'un temps de pose moyen de 1,5 h (1h30) par compteur soit 5 compteurs par jour entre 2024 et 2029. ORES base son hypothèse sur un temps de pose moyen observé en 2023 de 1h36 soit 4,7 poses par jour. ORES considère qu'il n'est pas en mesure de réduire la durée du temps de pose dans le cadre d'un déploiement segmenté qui nécessite des déplacements entre les poses.

La CWaPE accepte l'hypothèse d'ORES mais considère que **cette hypothèse devra être revue dans le cas d'un déploiement généralisé**. Dans ce cas, ORES devrait être en mesure d'augmenter sa productivité et de progressivement réduire le temps de pose moyen à 1h par compteur comme Fluvius.

Les taux standard sont basés sur les taux standards définis par ORES et qui tiennent compte des indexations, des augmentations annuelles, des accords interprofessionnels, des promotions, de l'évolution liée aux entrants et sortants de l'entreprise (effet Noria), de l'effet « métiers en pénurie ». Les pourcentages d'évolution appliqués par ORES sont repris dans le tableau ci-dessous :

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
▼	-0,7%	4,3%	14,7%	-5,1%	3,0%	2,9%	3,6%	3,4%	3,5%

4. Surcharge main d'œuvre administrative :

Il s'agit des coûts supplémentaires des tâches administratives liées à l'installation des compteurs venant en plus du BAU (prise de rendez-vous, traitement post administratif, gestion de la facturation des entrepreneurs, surveillance des sous-traitants, dotation équipements et charroi individuels, gestion contrats entrepreneurs). ORES prend l'hypothèse que ces coûts n'auraient pas existé si le décret n'avait pas imposé le remplacement/placement de certains compteurs par des compteurs communicants. Pour déterminer ces coûts supplémentaires, ORES a pris les hypothèses suivantes :

- 30' par dossier au niveau de la gestion administrative ;
- 1 surveillant par région (minimum) ;
- 1 acheteur ;
- 1 dotation individuelle d'équipement par agent.

Type Coûts	Description	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BA2	Préposés planning et Post admin	3	6	15	20	20	20	21	21	12	7
BA1	Superviseurs/Surveillants	3	7	7	9	9	9	9	9	7	7
Cadre	Acheteurs	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Dans le cadre d'un déploiement segmenté, ORES justifie le nombre d'ETP affectés à la gestion administrative hors BAU comme suit :

- Gestion de la post administration : entre 7.500 et 9000 dossiers à traiter / mois,
- Traitement des demandes clients en 2^e ligne (replanification, informations techniques, refus, autres) : +- 2.600 appels à traiter / mois,
- Replanification manuelle des RDVs dans les situations de non-exécution : 30% des dossiers,
- Optimisation des routes (parfois différentes selon le nombre de clients demandeur-prime, des replanifications à la demande des clients et des campagnes de renouvellement),
- Dispatcher les RDVs sur les tablettes des agents,
- Volet ressources humaines (congrés, absences inopinées, formations, renouvellement de contrat CDD, montée en compétences).

La CWaPE accepte l'hypothèse d'ORES mais considère que **cette hypothèse devra être revue dans le cas d'un déploiement généralisé**. Dans ce cas, ORES devrait être en mesure d'augmenter sa productivité et de progressivement réduire la durée de traitement administratif à 15 minutes par dossier.

ORES justifie le nombre de surveillants comme suit : *en considération de la structure d'ORES, qui est articulée autour de 7 grandes régions, ainsi que de la répartition des équipes externes en fonction de la charge à convertir, il est impératif d'affecter un surveillant de chantier par région. Cette mesure vise à garantir la qualité des travaux tout en assurant la sécurité des équipes techniques, avec un maximum de 7 agents sous la responsabilité de chaque surveillant. En 2023, nous avons planifié un pic d'activités sur deux régions (Charleroi, Mons-La-Louvière) où la charge de conversion est la plus importante, notamment dans le contexte de la conversion du parc de CàB Actif. Deux surveillants de chantier supplémentaires ont été nécessaires pour accueillir et suivre des équipes supplémentaires sur ces deux régions et devront être prolongés sur les années suivantes.*

4.1.6.3. Récapitulatif des coûts unitaires BAU et hors BAU

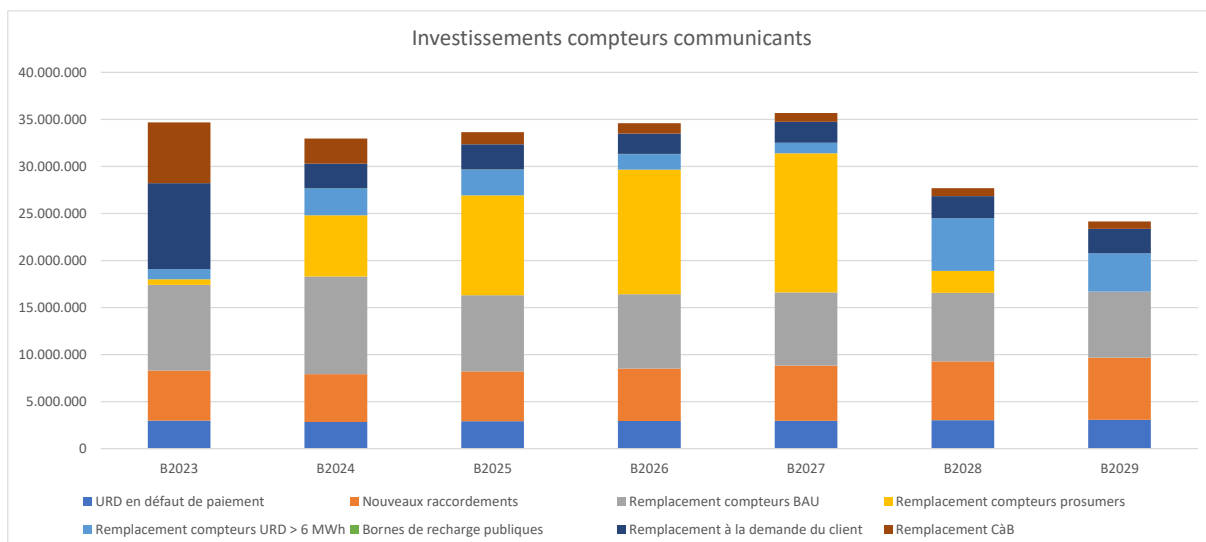
Le tableau suivant reprend les coûts unitaires de pose des compteurs communicants « BAU » et « hors BAU ».

Coût unitaire		B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
URD en défaut de paiement	BAU	394	410	427	450	471
Remplacement CâB pour panne ou fin de vie	BAU	394	410	427	450	471
Nouveaux raccordements	BAU	394	410	427	450	471
Remplacement compteurs BT (Ferraris) pour panne ou fin de vie	BAU	394	410	427	450	471
Remplacement compteurs BT (Ferraris + SM) à la demande de l'URD (ex: renforcement)	BAU	394	410	427	450	471
Remplacement compteurs BT (Ferraris) pour problème de métrologie	hors BAU <25, BAU >25 (0 qtt)	394	410	427	450	471
Remplacement compteurs smart pour panne	BAU	394	410	427	450	471
Remplacement CâB actifs	hors BAU	281	288	296	315	347
Remplacement CâB inactifs	hors BAU	281	288	296	315	347
Remplacement compteurs BT à la demande d'URD résidentiels prosumers	décret	281	288	296	315	347
Remplacement compteurs BT à la demande d'URD résidentiels non prosumers	décret	281	288	296	315	347
Remplacement compteurs BT à la demande d'URD non-résidentiels	décret	281	288	296	315	347
Remplacement compteurs BT des URD prosumers	décret	281	288	296	315	347
Remplacement compteurs BT des URD consommateurs >= 6 MWh	décret	281	288	296	315	347
Bornes de recharge ouvertes au public	décret	281	288	296	315	347
Pilotes ORES (historiques, nouveau trajet BT, autre)	BAU	394	410	427	450	471
Remplacement compteur E lors de l'activation PRP SM GAZ	BAU	394	410	427	450	471

4.1.6.4. Coûts des investissements bruts

La multiplication du nombre de compteurs par leur coût unitaire respectif, donne le montant des investissements réseau repris dans le tableau ci-dessous. Sur la période 2025-2029, le montant total des investissements en compteurs communicants s'élève à **156 millions d'euros**.

Coûts d'investissement		B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
URD en défaut de paiement	BAU	2.918.265	2.942.610	2.975.858	3.041.466	3.086.016
Remplacement CâB pour panne ou fin de vie	BAU	0	0	0	0	0
Nouveaux raccordements	BAU	5.304.201	5.569.006	5.864.174	6.240.612	6.593.137
Remplacement compteurs BT (Ferraris) pour panne ou fin de vie	BAU	5.175.384	4.970.576	4.834.644	4.316.066	4.057.523
Remplacement compteurs BT (Ferraris + SM) à la demande de l'URD (ex: renforcement)	BAU	1.620.930	1.521.178	1.453.517	1.392.124	1.361.322
Remplacement compteurs BT (Ferraris) pour problème de métrologie	hors BAU <25, BAU >25 (0 qtt)	0	0	0	0	0
Remplacement compteurs smart pour panne	BAU	370.035	446.451	535.513	634.268	648.456
Remplacement CâB actifs	hors BAU	0	0	0	0	0
Remplacement CâB inactifs	hors BAU	1.291.828	1.096.010	941.124	843.391	787.265
Remplacement compteurs BT à la demande d'URD résidentiels prosumers	décret	703.003	720.653	740.776	788.039	866.654
Remplacement compteurs BT à la demande d'URD résidentiels non prosumers	décret	1.406.005	1.441.306	1.481.552	1.576.078	1.733.307
Remplacement compteurs BT à la demande d'URD non-résidentiels	décret	562.402	0	0	0	0
Remplacement compteurs BT des URD prosumers	décret	10.597.175	13.230.233	14.780.291	2.337.639	0
Remplacement compteurs BT des URD consommateurs >= 6 MWh	décret	2.747.334	1.663.268	1.117.090	5.579.002	4.064.953
Bornes de recharge ouvertes au public	décret	14.060	18.160	0	0	0
Pilotes ORES (historiques, nouveau trajet BT, autre)	BAU	0	0	0	0	0
Remplacement compteur E lors de l'activation PRP SM GAZ	BAU	934.088	975.312	951.701	944.702	953.689
TOTAL coûts d'investissement compteurs année N		33.644.710	34.594.763	35.676.240	27.693.388	24.152.322



4.1.6.5. Coûts des investissements nets

Des investissements bruts, ORES déduit les interventions clients estimées sur les poses de compteurs communicants. Le montant de l'intervention clientèle moyenne est basée d'une part sur les recettes engendrées par l'acte de pose du compteur en lui-même (pose standard = 243,22 € HTVA en 2024) et d'autre part sur les recettes issues de prestations diverses directement imputées sur cette activité technique (ex : contrôle de tension au compteur, mise à disposition d'impulsions, Fourniture et pose de l'embase du coffret de comptage, ...).

L'intervention clients moyenne est appliquée sur les compteurs des catégories suivantes :

- Les nouveaux raccordements ;
- Les remplacements de compteurs à la demande de l'URD (BAU) ;
- Les bornes de recharge ouvertes au public.

	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
COMPTEURS SMART	- 8.833.208	- 4.604.692	- 4.720.507	- 4.735.909	- 4.780.357	- 4.827.222	- 4.881.671
IC unitaire	183	264	269	274	279	285	289
Quantités sujettes à IC	48.178	17.439	17.572	17.307	17.133	16.960	16.898

Le montant total des interventions clients sur la période 2025-2029 s'élève à **24 millions d'euros**.

Le montant des investissements nets après déduction des interventions clients s'élève quant à lui à **132 millions d'euros** sur la période 2025-2029.

	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Investissements bruts	34.975.470	32.956.730	33.644.710	34.594.763	35.676.240	27.693.388	24.152.322
Interventions clients (signe négatif)	- 8.833.208	- 4.604.692	- 4.720.507	- 4.735.909	- 4.780.357	- 4.827.222	- 4.881.671
Investissements nets	26.142.262	28.352.038	28.924.203	29.858.854	30.895.883	22.866.166	19.270.651

4.1.7. Coûts IT

ORES distingue les coûts IT liés à la phase « projet » et les coûts IT liés à la phase « post-projet ». La majorité des étapes de développement ayant déjà été réalisées avant la période régulatoire 2025-2029, les coûts de projet sont relativement faibles. La majorité des coûts IT de la période 2025-2029 sont des coûts post-projets.

Les coûts projets se composent de :

- HES Stratégique :
 - la fourniture de compteurs intelligents électricité et gaz nouvelle génération à partir de 2023 par 2 prestataires différents ;
 - le support à l'intégration des HES des 2 fournisseurs dans l'environnement Ores (l'intégration elle-même se trouve dans le projet CCS) ;
 - la fourniture de nouveaux articles et accessoires entre 2023 et 2025 pour couvrir les autres cas de figure (zone blanche, pas de couverture WMBus, last Gasp).
- Chaîne communicante : intégration des 2 nouvelles chaînes communicantes venant du projet commun avec les autres GRD MDC2 (IBM et Landys) dans le paysage applicatif d'ORES. Ceci permettra de poser des compteurs MDC2 à partir de début 2023. Ce projet n'apportera pas de nouvelles fonctionnalités par rapport à la chaîne communicante tactique. Pour les nouvelles fonctionnalités, il faudra attendre l'arrivée du projet MSS.
- Portail conso Smart :
 - Le projet a pour objectif qu'un client puisse consulter gratuitement ses données de consommation de son compteur communicant.
 - La plateforme présente les données de prélèvement et d'injection sous forme graphique. Elles sont différenciées selon les plages horaires tarifaires établies par le gestionnaire de réseau de distribution. Elles sont affichées selon un intervalle annuel, mensuel, hebdomadaire, journalier et, sur demande explicite du client, intra-journalier, pour les vingt-quatre derniers mois ou sur la période écoulée depuis le début du contrat de fourniture d'électricité ou le placement du compteur communicant, si celle-ci est d'une durée inférieure. Les données cumulées annuelles validées sur les trois dernières années ou sur la période écoulée depuis le début du contrat de fourniture d'électricité. La plateforme informatisée comprend un volet explicatif relatif à son utilisation ainsi qu'un volet comparatif indiquant les données standardisées de prélèvement et, le cas échéant d'injection, issues de profils de références. Elle dispose d'une fonction permettant d'exporter les données sous une forme exploitable par un tableur.
- Reporting/Analytics Stratégique : l'objectif du projet Reporting Stratégique consiste à offrir une solution pérenne répondant aux métiers d'ORES qui ont de nouveaux besoins à la suite de l'introduction de nouveaux processus ou processus modifiés en raison de l'arrivée des compteurs communicants. Plus précisément :
 - Remplacer et décommissionner la solution SSRS développée dans le cadre du projet « Reporting tactique » par la solution de reporting basée sur la Data-Plateforme d'ORES (Azure).

- Mettre en place un reporting transversal non opérationnel (régulatoire, KPIs, indicateurs a posteriori sur la performance du processus) lié au projet Metering Smart stratégique.

Les coûts post-projet = coûts de maintenance : pour définir le cout en maintenance applicative et technique, ORES a estimé un nombre de jours par année sur la base :

- de la réalité 2022,
- des livraisons attendues de projets de 2023 à 2025,
- d'une hypothèse de baisse d'activités de maintenance applicative dans le temps et,
- d'une augmentation attendue pour le support applicatif du portail conso smart (liée à l'augmentation du nombre de clients) et pour le support de la partie reporting (également lié au nombre croissant de compteurs).

JH	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AMS et support technique (hors Portail et reporting)	1405	1376	1225	1088	1072	1055	1059
Portail client - Web	110	110	110	180	180	220	220
Reporting stratégique	0	22	127	124	144	144	144
TOTAL	1515	1508	1462	1392	1396	1419	1423

Sur ces quantités, la clé « électricité » a été appliquée pour soustraire les couts gaz.

Ce résultat a été scindé en deux parts : ressources internes et ressources externes sur la base de la répartition des ressources en IT.

Le rate des externes se base sur le taux estimé pour 2023 augmenté de l'indexation.

Le prix journalier des internes est calculé sur la base du taux standard annuel divisé par 200 jours augmenté des surcouts fonctionnels.

4.1.7.1. Coûts d'investissement IT

ORES ne prévoit aucun investissements IT au cours de la période 2025-2029.

INVESTISSEMENT IT SMART											
	R2019	R2020	R2021	R2022	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Ressources externes					136.882	648.120	-	-	-	-	-
Ressources internes					9.207	4.043	-	-	-	-	-
TOTAL coûts d'investissement IT	2.708.992	3.844.951	1.999.847	563.888	146.089	652.163	-	-	-	-	-

Les coûts d'investissements des années 2023 et 2024 sont établis sur la base des hypothèses suivantes :

Détail ressources externes et internes - investissements										
					B2023	B2024				
Rate externe projet					863	910				
Rate interne projet					1057	1035				
JH ressources externes					159	712				
JH ressources internes					9	4				
Coûts ressources externes					137.217	647.920				
Coûts ressources internes					9.513	4.140				

4.1.7.2. Coûts opérationnels IT

ORES prévoit des coûts opérationnels (OPEX) IT de **12 millions d'euros** au cours de la période réglementaire 2025-2029.

OPEX IT SMART							
	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Ressources externes	818.358	211.351	-	-	-	-	-
Ressources externes forfaitaires	1.479.488	230.814	-	-	-	-	-
Post projet - Licences prism	1.468	1.468	1.468	1.468	1.468	1.468	1.468
Post projet - ressources interne	342.335	365.362	363.741	354.762	367.179	384.282	397.754
Post projet - ressources externe	870.268	886.818	875.242	848.338	866.089	896.205	914.908
Post projet - CR HES MDC 1	96.533	96.533	96.533	96.533	96.533	96.533	96.533
Post projet - CR HES MDC 2	14.052	112.416	112.416	112.416	112.416	112.416	112.416
Post projet - Cloud Azure	295.143	450.431	573.060	693.527	822.120	923.010	1.008.788
Coûts portail client variable	57.985	76.288	83.561	104.284	105.945	108.735	109.783
Coûts portail client fixe	46.839	46.839	46.839	37.478	37.478	37.478	37.478
Libellé à préciser							
Libellé à préciser							
TOTAL coûts OPEX IT	4.022.468	2.478.320	2.152.859	2.248.806	2.409.228	2.560.127	2.679.128

Les coûts de main d'œuvre interne et externe pour la phase projet et hors projet sont établis selon les hypothèses suivantes :

Détail ressources externes et internes - OPEX							
	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Rate externe projet	863	910	967	990	1004	1018	1035
Rate interne projet	1057	1035	1062	1088	1123	1156	1193
Rate externe post projet	794	837	852	867	883	899	915
JH ressources externes	948	232	0	0	0	0	0
JH post projet ressources internes	324	353	342	326	327	332	333
JH post projet ressources externes	1096	1060	1027	978	981	997	1000
Total JH	2368	1645	1369	1304	1308	1329	1333
Nombre ETP	12	8	7	7	7	7	7
Coûts ressources externes - projet	818.124	211.120	0				
Coûts ressources internes - post projet	342.468	365.355	363.204	354.688	367.221	383.792	397.269
Coûts ressources externes - post projet	870.224	887.220	875.004	847.926	866.223	896.303	915.000

ORES justifie les besoins d'ETP sur la base de la charge de travail suivante :

- Gestion du support (incident, problème), des développements des correctifs (change) des applications et supervision journalière de l'ensemble des composants de la chaîne :
 - o Prism : Application de gestion des téléopérations (activation PPP, port P1, ...)
 - Quelques exemples de maintenance prévue et de maintenance évolutive :
 - Intégration de la gestion de l'interopérabilité ;
 - Identification des différents HES (IBM/L+G, ...) ;
 - Remontés des Capabilities vers SAP ;
 - Paramétrages automatiques des compteurs remplacés ;
 - Désactivation du prépaiement pour les compteurs non communicants ;
 - Tests de charge réguliers en vue de l'augmentation du nombre de compteur ;
 - o Odin : Application de gestion du déploiement des compteurs communicants ;
 - o SFTP/MFT/BizTalk : Système de gestion des intégrations entre les systèmes ;
 - o Data Plateforme : Gestion des données, big data ;
 - o Portail Conso Smart : Solution de mise à disposition des données aux clients (Portail Client). ;
 - o Lips : Application de gestion des données de prépaiements avant l'envoi vers le marché ;
- Gestion du reporting stratégique :
 - o Reporting ORES: Power BI, Data Plateforme, BO/BI, Cube, SSRS;

- Reporting à destination des partenaires (Fournisseurs, CWaPE, ...);
- Création, adaptation et monitoring des rapports;
- Chargement et extract SSRS;
- Service Management et suivi évolutif :
 - Suivi de la qualité des services IT fournis (Comité de Service, SLA, contrôle du suivi des processus incident, problèmes, change);
 - Gestion de la relation avec les partenaires externes (IBM, L+G, Opinum, Atrias, Engie IT);
 - Analyse des nouveaux besoins et de la mise en place (Architecture, coordination des tests, ...);
- Supports :
 - Maintenance, monitoring, gestion des incidents relatives aux serveurs et réseau;
 - Monitoring control room : mise à disposition d'un dashboard et suivi des alarmes/alertes.

La charge augmente à plusieurs niveaux :

- Augmentation du nombre de compteurs communicants;
- Augmentation du nombre de données à traiter (indexés 1/4 horaire, Power Quality, intervalle, SMR3, ...);
- Augmentation du nombre de chaînes communicantes (MDC1 IBM (contrat Fluvius), MDC2 IBM, MDC2 LG);
- Complexité dans les systèmes d'intégration;
- Augmentation des composants infrastructure (Flux, règles de sécurité, ...).

Les coûts des ressources externes forfaitaires correspondent aux coûts des activités suivantes :

Projets	milestones	2023	2024	2025
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE IBM	MP4 - provisionné 70% en 12/2022	45.138		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE IBM	Addendum 5	15.503		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE IBM	MP3 - provisionné à 50% en 12/2022	37.615		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE IBM	MP9 - Technical Go-live	140.515		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE IBM	MP12 - Business Go-live	281.030		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE IBM	MP14 - Go-live Water	70.257		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE IBM	MP5 - UAT finished - provisionné à 50% en 12/2022	155.430		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE IBM	MP15 & MP16	44.746		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE IBM	frais de gestion Fluvius	5.000		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE LG	MP3 - Compliance Finished - 50% provisionné en 12/2022	30.486		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE LG	MP4 - SIT finished	121.943		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE LG	MP5 - UAT Finished	121.943		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE LG	MP9 - Technical Go-live	121.943		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE LG	MP12 - Business go-live & MP14 - Go-live Water	365.830		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE LG	frais de gestion Fluvius	5.000		
P087 SM CPTR/HES STRATEGIQUE LG	MP13 hypercare		246.386	
P089 SM PORTAIL CONSO SMART	Derniers jalons Opinum (cfr. Plan de facturation - avenant 5)	16.920		
Total		1.579.300	246.386	0
Application de la clé		93,68%	1.479.488	230.814
				0

Les coûts de la licence Prisme se basent sur le coût 2022.

Les coûts HES se basent sur les coûts contractuels pour le HES DMC1 et de projections estimées de coûts évolutifs pour les HES DMC2.

Les coûts Azure sont variables en fonction du nombre de connexion au cloud, du niveau de service et des quantités de données. Les coûts ont été calculés sur la base des coûts 2022 multipliés par les quantités déployées estimées dans le BC pour les applications déjà en production (tactique, outil de déploiement, outils logistique) et sur la base des niveaux de services attendus et des quantités pour les applications encore en développement (reporting). Ces coûts ont été indexés suivant les hypothèses d'indexation.

Les coûts du portail clientèle ont été évalués sur la base des prix contractuels jusqu'à 2025 et de l'extrapolation de ceux-ci après 2025 (fin de contrat). Cette extrapolation consiste en l'indexation des prix historiques. Ces prix se composent d'une partie fixe de maintenance et d'un prix par licence décroissant en fonction du nombre de clients ayant un compte sur le portail.

Ce nombre est calculé sur la base du nombre de compteurs placés corrigé par un taux de participation au portail pour tenir compte d'un nombre de clients qui ne répondrait à l'invitation à activer celui-ci.

Coût Portail Client	compteur par tranche		prix par SM (prix par SM (25+)													
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					
Supplément tranche 15.000 à 30.000 cpteurs	15.000	1,50	1,84		22.500,00	22.500,00	22.500,00	27.633,13	27.633,13	27.633,13	27.633,13	27.633,13	27.633,13	27.633,13	27.633,13	
Supplément tranche 30.000 à 75.000 cpteurs	45.000	0,55	0,68			24.750,00	24.750,00	24.750,00	30.396,45	30.396,45	30.396,45	30.396,45	30.396,45	30.396,45	30.396,45	
Supplément tranche 75.000 à 125.000 cpteurs	50.000	0,40	0,49		15.097,82	20.000,00	20.000,00	24.562,79	24.562,79	24.562,79	24.562,79	24.562,79	24.562,79	24.562,79	24.562,79	
Supplément tranche 125.000 à 200.000 cpteurs	75.000	0,20	0,25			14.666,56	15.000,00	18.422,09	18.422,09	18.422,09	18.422,09	18.422,09	18.422,09	18.422,09	18.422,09	
Supplément tranche 200.000 à 300.000 cpteurs	100.000	0,07	0,09				7.000,00	8.596,98	8.596,98	8.596,98	8.596,98	8.596,98	8.596,98	8.596,98	8.596,98	
Supplément tranche 300.000 à 500.000 cpteurs et plus	200.000	0,02	0,02					21,72	1.799,81	3.574,72	6.555,03	6.555,03	6.555,03	6.555,03	6.555,03	
Maintenance				22.520	50.040	50.040	50.040	50.040	40.040	40.040	40.040	40.040	40.040	40.040	40.040	
Total coûts portail				22.520	50.040	112.388	131.957	139.312	151.451	153.226	156.206	157.326	157.326	157.326	157.326	

Electricité	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
SM cumulés	0	8.810	38.668	120.521	225.489	330.555	433.523	532.268	628.897	718.243	775.032
participation myores					50%	60%	70%	70%	70%	80%	80%
SM cumulés * taux de participation myores					112.745	198.333	303.466	372.588	440.228	574.595	620.025
Portail client €	0	0	22.520	50.040	112.388	131.957	139.312	151.451	153.226	156.206	157.326
clé elec	94%				€ 105.198	€ 123.515	€ 130.399	€ 141.762	€ 143.424	€ 146.213	€ 147.261
Coût portail client fixe ED			€ 17.719	€ 39.371	€ 46.839	€ 46.839	€ 46.839	€ 37.478	€ 37.478	€ 37.478	€ 37.478
Coûts portail client variable ED			€ -17.719	€ -39.371	€ 58.359	€ 76.676	€ 83.561	€ 104.284	€ 105.945	€ 108.735	€ 109.783

4.1.8. Coûts de télécom – DAAS

Les coûts du Daas comprennent :

- la fourniture et la maintenance des services de communication nécessaires pour les compteurs intelligents,
- la mise en place et la maintenance d’une application logicielle qui affiche et surveille clairement l’intégralité des composants, des données, des informations et des flux de processus dans le but de surveiller l’opérabilité des installations de mesure,
- la mise en place et maintenance de l’infrastructure TIC nécessaire à la fourniture et à l’hébergement des applications et services demandés (hébergement),
- l’intégration de la solution livrée avec les processus et les systèmes du GRD,
- l’exploitation, y compris la lecture, le contrôle et la gestion opérationnelle des compteurs installés en fournissant des données (services gérés) pendant la durée de vie. Ces activités sont divisées en trois groupes de processus :
 - « Mise en service et contrôle des compteurs »;
 - « Saisie des données de mesure »;
 - « Gestion des services de la chaîne intelligente » en mettant l’accent sur le processus « gestion des services de compteurs et de saisie de données ».

Le premier marché (MDC1) prévoit 3 tarifs variables mensuels en fonction du type de collecte de données :

- SLA1 : Index journalier pour les compteurs en Prépaiement ;
- SLA2 : intervalles ¼ horaire pour les compteurs PP et Non PP ;
- SLA3 : Index journalier pour les compteurs en NON-Prépaiement.

Fees na indexation	ORES			
	IBM	SAGEMCOM	TOTAL	TOTAL arrondi pris en considération dans l'AV27
Monthly fee	0,0875 €	0,0090 €	0,0965 €	0,0966 €
Monthly fee from 2024	0,0864 €	0,0056 €	0,0920 €	0,0919 €
Monthly fee SL2	0,0062 €	0,0103 €	0,0165 €	0,0165 €
Monthly fee SL2 from 2024 onwards	0,0033 €	0,0031 €	0,0064 €	0,0064 €
Monthly fee prepaid	0,5284 €	0,0852 €	0,6136 €	0,6136 €
Monthly fee prepaid from 2024 onwards	0,5176 €	0,0518 €	0,5694 €	0,5695 €

ORES paie également un coût fixe mensuel de **10.039€** pour le marché MDC1.

Le deuxième marché (MDC2) prévoit les tarifs variables mensuels suivants :

IBM

3. Maandelijkse all-in service kost per meter en type service <i>(prijzen in te dienen tot 4 cijfers na de komma)</i>		2022-2031
Elektriciteitsmeter per maand	€	0,1917
Budget Elektriciteitsmeter per maand	€	0,3571
Gasmeter per maand	€	0,1128
Budget Gasmeter per maand	€	0,3636
Watermeter per maand	€	0,0547

L&G

3. Maandelijkse all-in service kost per meter en type service <i>(prijzen in te dienen tot 4 cijfers na de komma)</i>		2022-2031
Elektriciteitsmeter per maand	€	0,1819
Budget Elektriciteitsmeter per maand	€	0,2016
Gasmeter per maand	€	0,0772
Budget Gasmeter per maand	€	0,0852
Watermeter per maand	€	0,0772

ORES a réparti les compteurs par catégorie et par marché (MDC1 et MDC2) comme suit :

Plan de déploiement Mensuel (Annuel/12)		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MDC1 FMO	Smart Non PP Elec	6784	4664	0	0	0	0	0
	Smart Non PP Gaz	0	0	0	0	0	0	0
	Smart PP Elec	1963	589	0	0	0	0	0
	Smart PP Gaz	0	0	0	0	0	0	0
	Smart SL2 (Power Quality)		5253	0	0	0	0	0
MDC2 IBM	Smart Non PP Elec		3109	3982	3815	3736	3441	2093
	Smart Non PP Gaz		0	0	0	0	0	0
	Smart PP Elec		393	309	299	290	282	273
	Smart PP Gaz		0	0	0	0	0	0
	Smart SL2 (Power Quality)		3502	4290	4114	4026	3723	2366
MDC2 L+G	Smart Non PP Elec		0	3982	3815	3736	3441	2093
	Smart Non PP Gaz		0	0	0	0	0	0
	Smart PP Elec		0	309	299	290	282	273
	Smart PP Gaz		0	0	0	0	0	0
	Smart SL2 (Power Quality)		0	4290	4114	4026	3723	2366
Hypothese	%cpt MDC1 IBM	100%	60%	0%	0%	0%	0%	0%
%cpt par HES	%cpt MDC2 IBM	0%	40%	50%	50%	50%	50%	50%
	%cpt MDC2 L+G	0%	0%	50%	50%	50%	50%	50%
Plan	Plan de déploiement ELEC (Annuel)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Deploiement A. Lissoir	Nombre de poses compteurs PP actifs	23557	11786	7405	7183	6967	6758	6556
	Nombre de poses compteurs	81411	93280	95563	91562	89662	82588	50233

Sur la base du coût mensuel fixe, des tarifs variables, du nombre de compteurs placés dans chaque catégorie, ORES a calculé le montant des coûts de DAAS pour le marché MDC1 et MDC2 pour les années 2023 à 2029 :

	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Coûts de communication des compteurs	933.496	1.097.509	1.306.679	1.540.388	1.774.252	1.970.360	2.116.042

4.1.9. Coûts de la control room

La control room est responsable du traitement manuel de toutes les exceptions ou dysfonctionnements n'ayant pas pu aboutir via les processus automatiques.

Elle monitore les processus de mise à jour des firmwares compteurs et de toutes les transactions qui doivent être envoyées vers les compteurs. Elle vérifie aussi que les données à caractère personnel soient bien traitées dans les délais les plus courts.

Elle est aussi responsable de vérifier que les SLA vis-à-vis du prestataire soient conformes au contrat.

Elle suit les demandes d'intervention demandées vis-à-vis des partenaires externes mais aussi en interne en cas d'anomalie.

Elle suit le bon fonctionnement de toutes les télé-opérations.

Elle traite les appels clients ayant trait au fonctionnement du caractère communicant du compteur et des données.

Elle traite les retours d'alertes que les compteurs renvoient.

Elle traite les anomalies de données acquises dans les systèmes du GRD.

Les coûts de la control room sont constitués exclusivement des coûts de rémunération des agents travaillant dans ce service.

ORES a déterminé le nombre d'ETP en fonction du nombre de compteurs communicants placés en considérant que la charge de travail augmentait par palier de 250.000 compteurs, en tenant compte d'une efficacité (certains services seront supprimés : Monitoring Upgrade Firmware, Activations PQ, Traitement des Pending) et du fait que certains coûts resteront stables à partir d'un certain plafond de compteurs SM posés.

En 2024, 3 ETP seront transférés d'un autre service d'ORES ce qui signifie qu'il n'y a que 3 ETP supplémentaire à charge du budget de déploiement. ORES a dès lors adapté le nombre d'ETP de la control room comme suit :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre ETP initial	4	6	8	10	11	13	13
Nombre ETP adapté	4	3	4	7	8	10	11

Tous les ETP sont du niveau barémisé 1 sauf 1 ETP qui est cadre. ORES a valorisé le nombre d'ETP selon ses taux standard de rémunération afin de déterminer les coûts de la control room :

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ETP	4	3	4	7	8	10	11
dont 1 CA	202.770 €	197.970 €	203.370 €	208.380 €	215.190 €	221.670 €	228.930 €
Barémisés Niveau1	392.809 €	225.476 €	340.694 €	669.205 €	849.155 €	1.166.182 €	1.316.892 €
Surcoût fonctionnel	34.496 €	26.803 €	36.381 €	64.813 €	75.405 €	95.953 €	107.448 €
Total ED+GD	630.075 €	450.250 €	580.445 €	942.398 €	1.139.750 €	1.483.805 €	1.653.271 €
Clé ED	92,30%	91,63%	92,13%	92,84%	93,38%	93,55%	93,60%
Total ED	581.557 €	412.575 €	534.750 €	874.907 €	1.064.272 €	1.388.136 €	1.547.503 €

4.1.10. Coûts du call center

ORES a comptabilisé 28.580 appels en 2022 et 42.451 appels en 2023 relatifs aux compteurs communicants.

	2022	2023
Activer/ desactiver port Client (EBCCLACT/DAC)	792	2.484
Autoproducteur (double-flux) (EBSMTPRO)	1.092	754
Confirmer RDV	4.068	6.105
Fixer RDV dans un dossier existant (EBSMTRNV)	4.044	5.431
Information générale	4.162	5.529
Modifier RDV	9.133	14.641
Question après placement	1.240	1.339
Remplacer par un compteur intelligent (EBSMTREM)	4.049	6.168
nb d'appels pris en compte :	28.580	42.451

ORES a calculé la moyenne pondérée du nombre d'appels des années 2022 et 2023 par rapport au nombre de compteurs communicants placés au cours de ces deux années. Cette moyenne s'élève à 38,22%.

ORES a appliqué ce pourcentage au nombre de compteurs communicants que le GRD envisage de placer au cours des années 2024 à 2029 pour estimer le nombre d'appels par année.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Parc Elec SMART	103.616	103.018	103.125	103.229	72.109	56.973
Nombre d'appels	39.600	39.372	39.413	39.453	27.559	21.774

Le coût moyen d'un appel a été estimé par ORES à **8,29€ en 2021** sur la base des hypothèses suivantes :

- coût moyen par minute de 1,13€ basé sur les coûts complets de Comnexio divisés par le temps d'appels réel annuel ;
- Un appel Smart Meter dure en moyenne 440 secondes.

Le coût moyen par appel est indexé jusque 2029.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Prix par appel	9,78	9,96	10,14	10,32	10,51	10,70

Les coûts du call center budgétés pour les années 2024 à 2029 sont les suivants :

	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TOTAL €	387.394 €	392.093 €	399.566 €	407.166 €	289.538 €	232.882 €

4.1.11. Coûts des brochures

Les coûts de marketing ont été établis selon les hypothèses suivantes :

- Pour les rendez-vous clients pour lesquels ORES est à l'initiative : frais d'impression brochure + courrier et frais d'envoi de courrier (frais postaux), avec pour hypothèse 1 courrier et 1 brochure par compteur => coût unitaire d'impression de la brochure = 0,3€ et coût unitaire d'envoi = 1,16€
- Pour les rendez-vous à la demande des clients : uniquement les frais d'impression de la brochure (et pas les frais postaux vu que pas de courrier pour indication sur le rendez-vous proposé et que la brochure est déposée par le technicien), avec pour hypothèse 1 brochure par compteur => coût unitaire d'impression de la brochure = 0.3€

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
A la demande du client (1 courrier 0,3€ distribué) : Prosumer+Geek+nouveaux racc	43.127	20.826	20.959	21.094	21.230	21.367	21.506
A l'initiative d'Ores (1,16€+0,3€ = 1,46€) : SM placés - à la demande	59.841	82.790	82.059	82.031	81.999	50.742	35.467

Les coûts sont ensuite indexés jusque 2029.

	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Coûts de marketing et communication	117.739	154.585	156.097	158.906	161.759	105.123	77.422

4.1.12. Coûts de la plateforme de prépaiement (PPP)

Il s'agit de la quote-part annuelle facturée par Atrias à ORES pour la mise en place et l'exploitation de la plateforme Prépaiement (PPP).

La CWaPE considère qu'ORES aurait dû investir dans une solution de remplacement de Talexus à l'horizon 2025 indépendamment des compteurs communicants. Aussi, il n'y a pas lieu de prévoir un budget complémentaire. De plus, selon le principe du *revenue cap*, le GRD dispose d'une enveloppe globale de fonctionnement lui octroyant les moyens financiers suffisants pour réaliser ses missions au cours de la période 2025-2029.

ORES considère que comme jusque 2025, les 2 systèmes de gestion du prépaiement (Talexus et PPP) vont coexister en parallèle, il est nécessaire d'intégrer les coûts de PPP dans le budget de déploiement des compteurs communicants. A partir de 2026, les coûts de PPP ne sont plus intégrés dans le budget smart.

	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Coûts de PPP	894.073	888.583	872.517	-	-	-	-

4.1.13. Coûts de gestion des déchets

Ce poste de coûts reprend les frais de gestion des déchets provoqués par l'enlèvement des compteurs électromécaniques et leur mise au rebut. Ces coûts ont été calculés en multipliant le nombre de désaffectations de compteurs « en + du BAU » par un coût unitaire déterminé par S&Co à savoir 1€ en 2024.

	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Coûts de gestion des déchets	56.492	53.378	62.657	65.256	67.864	37.901	23.503

4.1.14. Bénéfices liés à la gestion des compteurs à budget

Tous les compteurs à budget actifs devraient être remplacés par des compteurs communicants avant la fin de l'année 2024. Les compteurs à budgets inactifs seront remplacés par des compteurs communicants lors des demandes de réactivation.

Les coûts de gestion des compteurs à budget comprennent :

- Les coûts d'entretien des compteurs à budget y inclus les coûts des déplacements inutiles ;
- Les coûts liés aux coupures pour refus de placement ;
- Les coûts liés aux activations et désactivations des CàB ;
- Les coûts liés aux rechargements des CàB.

Les coûts liés aux CàB sont composés de coûts qui sont directement liés aux CàB (les coûts directs) et de coûts qui sont imputés sur ces activités par le biais de clés d'allocation (coûts indirects).

Les coûts directs sont majoritairement les coûts de main d'œuvre technique interne et externe tandis que les coûts indirects sont les coûts de main d'œuvre administrative (en région et dans le service centralisé) ainsi que les coûts liés aux rémunérations (débours des agents, et charroi des agents pointeurs), les coûts des intérimaires, les coûts des consultants, les coûts des petites matières (petit outillage et petit matériel tels que vis, boulons, ...)

ORES considère qu'une partie des coûts directs va disparaître à la suite du remplacement des CàB par des compteurs communicants mais que les coûts indirects vont continuer de s'appliquer car l'activité OPEX CàB sera remplacée par l'activité OPEX compteurs communicant. Au niveau de la main d'œuvre administrative, ORES prévoit la diminution d'un ETP au niveau du service centralisé.

4.1.14.1. Les coûts d'entretien des compteurs à budget

ORES considère que seule une partie des coûts d'entretien des CàB vont disparaître à la suite du remplacement des compteurs à budget actifs par des compteurs communicants à savoir les coûts des entrepreneurs et les coûts de rémunération d'un agent de l'équipe centralisée. ORES considère qu'il n'y a pas de gains sur la main d'œuvre technique interne car les agents iront dépanner un compteur communicant en lieu et place d'un CàB (câblage défectueux, message d'erreur sur le compteur, déplacement à la demande du client...)

	R2019	R2020	R2021	R2022	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Coûts entretiens CàB	157.780	113.751	206.662	163.623			0	0	0	0	0

4.1.14.2. Les coûts liés aux coupures pour refus de placement

ORES considère que tant que le parc sera encore constitué de compteurs électromécaniques, des coupures seront toujours nécessaires. A défaut d'une vue précise quant à la répartition entre internalisation et externalisation de cette activité, ORES a pris l'hypothèse de ne plus prévoir de coûts d'entrepreneurs mais de conserver le coût des agents internes pour réaliser les coupures.

Au niveau des coûts administratifs, ORES considère qu'il n'y aura pas de réduction d'effectifs car la charge de travail resterait identique pour réactiver un compteur communicant après une coupure.

	R2019	R2020	R2021	R2022	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Coûts coupures défaut de pmt	186.235	148.349	66.555	121.800			0	0	0	0	0

4.1.14.3. Les coûts d'activation des CàB/SM

ORES n'envoie plus de technicien sur place pour effectuer une activation CàB (car il procède au remplacement du compteur CàB par un compteur communicant) ni une activation SM PPP (car se fera par télé-opération).

ORES considère que les coûts des entrepreneurs ainsi que les coûts de main d'œuvre technique interne vont disparaître.

Au niveau des coûts administratifs, ORES considère qu'il n'y aura pas de réduction d'effectifs car la charge de travail resterait identique pour réactiver un compteur communicant après une coupure.

	R2019	R2020	R2021	R2022	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Coûts activations CàB/SM	428.236,78	344.503,71	133.467,22	4.552,33			0	0	0	0	0

4.1.14.4. Les coûts de rechargement des CàB

ORES considère que seule une partie des coûts de rechargement vont disparaître à la suite du remplacement des compteurs à budget actifs par des compteurs communicants à savoir les coûts d'achat des cartes prépayées. ORES considère qu'il y aura une réduction progressive des coûts de main d'œuvre des agents des bureaux d'accueil.

En 2023, ORES disposait de 11 bureaux d'accueil avec 16,8 ETP. ORES prévoit de réduire le nombre de bureaux d'accueil à 10 en 2026 (1 bureau d'accueil en moins sur la zone Eupen) et de réduire le nombre d'ETP de 16,8 à 10 ETP. Pour Eupen, cela demandera une adaptation des horaires d'ouverture afin de couvrir les 2 implantations avec 1 ETP.

Nombre de Bureau d'accueil par région

Région	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Brabant	1	1	1	1	1	1	1
Charleroi	1	1	1	1	1	1	1
Mons	1	1	1	1	1	1	1
Tournai	1	1	1	1	1	1	1
Mouscron	1	1	1	1	1	1	1
Verviers	1	1	1	1	1	1	1
Eupen	2	2	2	1	1	1	1
Luxembourg	2	2	2	2	2	2	2
Namur	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	11	11	11	10	10	10	10

Nombre d'ETP par région

Région	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Brabant	1	1	1	1	1	1	1
Charleroi	3	3	3	1	1	1	1
Mons	3	3	3	1	1	1	1
Tournai	1	1	1	1	1	1	1
Mouscron	1	1	1	1	1	1	1
Verviers	1,5	1,5	1,5	1	1	1	1
Eupen	2,5	2,5	2,5	1	1	1	1
Luxembourg	2,8	2,8	2,8	2	2	2	2
Namur	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	16,8	16,8	16,8	10	10	10	10

ORES ne prévoit pas de réduction des coûts de main d'œuvre du service centralisé de gestion des préparations car le GRD considère que la charge de travail administrative de ce service reste sensiblement la même pour les motifs suivants :

- Il faut des agents pour gérer les mouvements qui sont plus nombreux car en plus des nouvelles poses il y a les conversions,
- Les clients demandent plus d'explications car la technologie (compteur + rechargement) est nouvelle,
- Le smart est plus difficile à assimiler par les clients non digitalisés,
- Les incidents, bugs demandent un encodage manuel,
- Il y a 2 plateformes de rechargements à gérer.

	R2019	R2020	R2021	R2022	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Coûts de rechargement Rémun Bureaux d'accu	1.199.771	1.019.173	1.015.535	1.066.387	1.292.053	1.075.873	1.111.889	684.349	711.503	738.777	766.289
Coûts de rechargement cartes prépayées	56.897	132.168	48.852	12.097			0	0	0	0	0

4.1.15. Bénéfices liés aux économies de gestion des MOZA et EOC

Les coûts de gestion des MOZA sont composés des coûts de main d'œuvre interne et externe.

ORES considère que seule une partie des coûts des MOZA et EOC vont disparaître à savoir les coûts de main d'œuvre externe. ORES considère qu'il n'y a pas de réduction des coûts de main d'œuvre administrative.

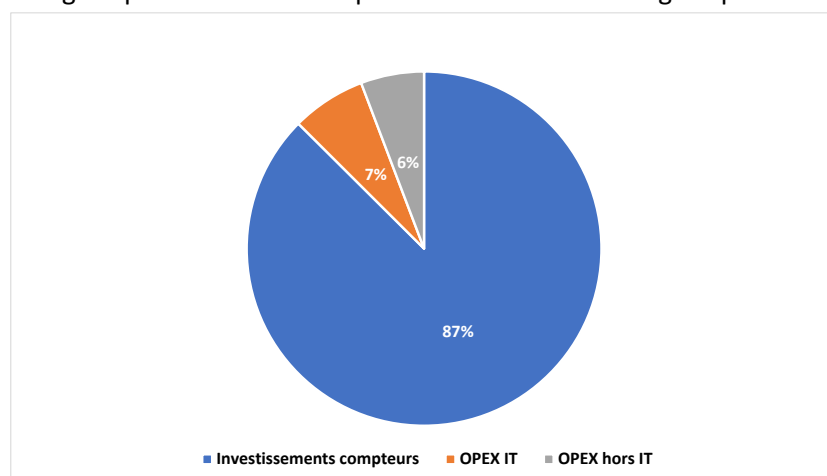
	R2019	R2020	R2021	R2022	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Coûts coupures MOZA	49.398	71.248	69.161	63.203			0	0	0	0	0
Coûts coupures EOC	3.777	7.432	4.213	1.689			0	0	0	0	0

4.1.16. Résumé chiffré

TABLEAU 27 SYNTHÈSE DES COÛTS LIÉS AU DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS 2025-2029

	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
INVESTISSEMENTS	33.644.710	34.594.763	35.676.240	27.693.388	24.152.322
INVESTISSEMENT RESEAU	33.644.710	34.594.763	35.676.240	27.693.388	24.152.322
Compteurs communicants sans prépaiement	29.434.616	30.556.143	31.759.258	23.808.531	20.279.040
Compteurs communicants avec prépaiement	4.210.093	4.038.620	3.916.982	3.884.857	3.873.281
INVESTISSEMENT IT	-	-	-	-	-
INVESTISSEMENT R&D	-	-	-	-	-
CHARGES OPERATIONNELLES	4.329.559	3.753.930	4.339.551	4.794.541	5.107.725
OPEX IT	2.152.859	2.248.806	2.409.228	2.560.127	2.679.128
Ressources externes	-	-	-	-	-
Ressources externes forfaitaires	-	-	-	-	-
Post projet - Licences prism	1.468	1.468	1.468	1.468	1.468
Post projet - ressources interne	363.741	354.762	367.179	384.282	397.754
Post projet - ressources externe	875.242	848.338	866.089	896.205	914.908
Post projet - CR HES MDC 1	96.533	96.533	96.533	96.533	96.533
Post projet - CR HES MDC 2	112.416	112.416	112.416	112.416	112.416
Post projet - Cloud Azure	573.060	693.527	822.120	923.010	1.008.788
Coûts portail client variable	83.561	104.284	105.945	108.735	109.783
Coûts portail client fixe	46.839	37.478	37.478	37.478	37.478
OPEX HORS IT	2.176.700	1.505.124	1.930.323	2.234.414	2.428.597
Coûts de communication des compteurs	1.306.679	1.540.388	1.774.252	1.970.360	2.116.042
Control room	419.533	759.293	948.259	1.271.724	1.430.690
Call center	392.093	399.566	407.166	289.538	232.882
Coûts de marketing et communication	156.097	158.906	161.759	105.123	77.422
Coûts de PPP	872.517	-	-	-	-
Coûts de gestion des déchets	62.657	65.256	67.864	37.901	23.503
Coûts entretiens CâB	- 190.779	- 194.213	- 197.709	- 201.268	- 204.891
Coûts activations CâB/SM	- 279.468	- 284.498	- 289.619	- 294.832	- 300.139
Coûts coupures défaut de pmt	- 156.594	- 159.413	- 162.282	- 165.203	- 168.177
Coûts de rechargement Rémun Bureaux d'accueil	- 170.145	- 620.762	- 617.099	- 613.740	- 610.573
Coûts de rechargement cartes prépayées	- 76.119	- 77.490	- 78.884	- 80.304	- 81.750
Coûts coupures MOZA	- 75.284	- 76.639	- 78.019	- 79.423	- 80.853
Coûts coupures EOC	- 5.177	- 5.270	- 5.365	- 5.461	- 5.560
Talexus	- 79.309	-	-	-	-
TOTAL	37.974.268	38.348.693	40.015.792	32.487.929	29.260.047

Les investissements réseau représentent 87% des coûts totaux au cours de la période 2025-2029. Les charges opérationnelles IT représentent 7% et les charges opérationnelles hors IT représentent 6%.



4.2. Détermination des charges nettes additionnelles relatives au déploiement des compteurs communicants

Sur la base des montants d'investissements réseau, d'investissements IT, des interventions tiers budgétées et des taux d'amortissement définis par la méthodologie tarifaire, ORES Assets a calculé :

- les charges nettes additionnelles (charges d'amortissement et de désaffectation) liées aux immobilisations corporelles réseau ;
- les charges nettes additionnelles (charges d'amortissement et de désaffectation) liées aux immobilisations incorporelles (IT).

4.2.1. Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau

Les charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau comprennent les éléments suivants :

- **(1)** Les charges d'amortissement cumulées des compteurs communicants déterminées sur la base des investissements réalisés et prévisionnels du GRD.
- **(2)** Les charges d'amortissement cumulées des compteurs BT classiques et des compteurs à budget déterminées par le GRD conformément à son plan de déploiement.
- **(3)** Les charges de désaffectation des compteurs BT classiques et des compteurs à budget déterminées par le GRD conformément à son plan de déploiement et au rythme de désaffectation des compteurs BT et CàB remplacés par des compteurs communicants.
- **(4)** Les charges de désaffectation des compteurs communicants déterminées par le GRD sur la base de l'historique.

De ces éléments sont déduits :

- **(4)** Les charges d'amortissement cumulées des compteurs communicants, des compteurs BT classiques et des compteurs à budget déjà intégrées dans les charges contrôlables liées aux immobilisations (CNI).
- **(5)** Les charges de désaffectation des compteurs BT classiques, des compteurs à budget et des compteurs communicants déjà intégrées dans les charges contrôlables liées aux immobilisations.

Le tableau ci-dessous reprend le calcul des charges nettes additionnelles liées aux immobilisations corporelles réseau.

TABLEAU 28 CALCUL DES CHARGES NETTES ADDITIONNELLES LIÉES AUX IMMOBILISATIONS CORPORELLES RÉSEAU

	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Indice santé	4,300%	3,600%	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%
	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
Investissements bruts	34.975.470	32.956.730	33.644.710	34.594.763	35.676.240	27.693.388	24.152.322
Interventions clients (signe négatif)	- 8.833.208	- 4.604.692	- 4.720.507	- 4.735.909	- 4.780.357	- 4.827.222	- 4.881.671
Investissements nets	26.142.262	28.352.038	28.924.203	29.858.854	30.895.883	22.866.166	19.270.651
Taux d'amortissement	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Charge annuelle d'amortissement compteurs smart	1.742.817	1.890.136	1.928.280	1.990.590	2.059.726	1.524.411	1.284.710
Charge cumulée d'amortissement compteurs smart	3.633.696	5.509.602	7.421.386	9.390.583	11.423.024	12.912.541	14.153.592
Charge cumulée d'amortissement compteurs BT	3.599.634	2.810.591	2.425.500	2.096.663	1.805.454	1.550.422	1.405.671
Charge cumulée d'amortissement compteurs BT	3.599.634	2.810.591	2.425.500	2.096.663	1.805.454	1.550.422	1.405.671
Charge cumulée d'amortissement CàB	2.132.669	1.178.371	972.623	884.012	809.487	683.520	466.575
Charge cumulée d'amortissement compteurs CàB	2.132.669	1.178.371	972.623	884.012	809.487	683.520	466.575
Charge cumulée d'amortissement compteurs BT intégrées dans RA			4.956.723	5.045.944	5.136.771	5.229.232	5.323.359
Charge cumulée amo compteurs BT							
Charges amo compteurs BT déduites des coûts contrôlables							
Charge cumulée amo compteurs BT nette							
Charge cumulée indexée amo compteurs BT nette							
Charge cumulée d'amortissement compteurs smart intégrées dans RA			36.565	37.223	37.893	38.575	39.269
Charge cumulée amo compteurs smart							
Charges amo compteurs smart déduites des coûts contrôlables							
Charge cumulée amo compteurs smart nette							
Charge cumulée indexée amo compteurs smart nette							
Charge cumulée d'amortissement CàB déjà intégrées dans RA			5.014.132	5.104.387	5.196.266	5.289.798	5.385.015
Charge cumulée amo compteurs CàB							
Charges amo compteurs CàB déduites des coûts contrôlables							
Charge cumulée amo compteurs CàB nette							
Charge cumulée indexée amo compteurs CàB nette							
Charges d'amortissement additionnelles			812.089	2.183.705	3.667.035	4.588.877	5.278.195
Charges de désaffectations compteurs BT	3.191.253	3.622.821	3.646.439	3.494.042	3.345.438	2.027.861	1.400.471
Charges de désaffectation des compteurs BT classiques	3.191.253	3.622.821	3.646.439	3.494.042	3.345.438	2.027.861	1.400.471
Charges de désaffectations CàB	1.452.296	519.440	183.822	111.071	59.840	25.982	7.376
Charges de désaffectation des compteurs CàB	1.452.296	519.440	183.822	111.071	59.840	25.982	7.376
Charges de désaffectations compteurs smart	120.316	172.748	203.695	232.508	262.449	284.726	266.692
Charges de désaffectation des compteurs smart	120.316	172.748	203.695	232.508	262.449	284.726	266.692
Charges de désaffectations compteurs BT déjà intégrées dans RA			840.574	855.705	871.107	886.787	902.750
Charges de désaffectation des compteurs BT							
Charges de désaffectation des compteurs BT déduites des coûts contrôlables							
Charges de désaffectation cumulées compteurs BT nettes							
Charges de désaffectation cumulées indexées compteurs BT nettes							
Charges de désaffectations compteurs CàB déjà intégrées dans RA			0	0	0	0	0
Charges de désaffectation des compteurs CàB							
Charges de désaffectation des compteurs CàB déduites des coûts contrôlables							
Charges de désaffectation cumulées compteurs CàB nettes							
Charges de désaffectation cumulées indexées compteurs CàB nettes							
Charges de désaffectations compteurs smart déjà intégrées dans RA			0	0	0	0	0
Charges de désaffectation des compteurs BT							
Charges de désaffectation des compteurs BT déduites des coûts contrôlables							
Charges de désaffectation cumulées compteurs BT nettes							
Charges de désaffectation cumulées indexées compteurs BT nettes							
Charges de désaffectations additionnelles			3.193.382	2.981.917	2.796.619	1.451.782	771.790
Total CNI additionnels compteurs			4.005.470	5.165.622	6.463.654	6.040.659	6.049.985

4.2.2. Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles IT

Les charges nettes additionnelles liées aux immobilisations IT comprennent les éléments suivants :

- (1) Les charges d'amortissement cumulées des investissements IT réalisés et prévisionnels du GRD.
- (2) Les charges de désaffectation des investissements IT.

De ces éléments sont déduits :

- (4) Les charges cumulées d'amortissement des investissements IT déjà intégrées dans les charges contrôlables liées aux immobilisations.
- (5) Les charges de désaffectation des investissements IT déjà intégrées dans les charges contrôlables liées aux immobilisations.

Le tableau ci-dessous reprend le calcul des charges nettes additionnelles liées aux immobilisations IT :

	R2019	R2020	R2021	R2022	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
INVESTISSEMENTS IT											
Investissements nets	2.708.992	3.844.951	1.999.847	563.888	146.089	652.163	0	0	0	0	0
Taux d'amortissement					10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Charge annuelle d'amortissement investissement IT					14.609	65.216	0	0	0	0	0
Charge cumulée d'amortissement investissement IT	604.098	740.652	834.692	997.478	955.907	966.821	892.096	892.096	892.096	892.096	824.528
Charges d'amortissement investissement IT smart déjà intégrées dans le RA											
Charge cumulée amo investissement IT	604.098	740.652	834.692	997.478							
Charges amo investissements IT déduites des coûts contrôlables	604.098	740.652	834.692	997.478							
Charge cumulée nette amo investissements IT	-	-	-	-							
Charge cumulée nette indexée amo investissements IT	-	-	-	-							
Charges d'amortissement IT additionnelles							892.096	892.096	892.096	892.096	824.528
Charges de désaffectations investissements IT smart											
		385.923		248.661							
Charges de désaffectations investissements IT smart déjà intégrées dans le RA											
Charges de désaffectation des investissements IT smart	0	385.923	-	248.661							
Charges de désaffectation des invest IT smart déduites des coûts contrôlables		385.923	-	248.661							
Charges de désaffectation cumulées invest IT smart nettes	0	-	-	-							
Charges de désaffectation cumulées indexées invest ITnettes	0	-	-	-							
Charges de désaffectations IT additionnelles							0	0	0	0	0
CNI IT additionnelles							892.096	892.096	892.096	892.096	824.528

4.2.3. Charges nettes additionnelles liées aux immobilisations incorporelles R&D

Les charges nettes additionnelles liées aux immobilisations R&D comprennent les charges d'amortissement cumulées des investissements R&D réalisés (jusqu'à 2022) desquelles sont déduites les charges d'amortissement cumulées des investissements R&D déjà intégrées dans les charges contrôlables liées aux immobilisations (dans le cas d'ORES ces charges ont été exclues des charges contrôlables ; donc il n'y a pas de déduction).

Le tableau ci-dessous reprend le calcul des charges nettes additionnelles liées aux immobilisations R&D :

	R2019	R2020	R2021	R2022	B2023	B2024	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029
INVESTISSEMENTS R&D											
Investissements nets	1.119.378	850.494	547.036	206.874	0	0	0	0	0	0	0
Taux d'amortissement											
Charge annuelle d'amortissement des investissements R&D					0	0	0	0	0	0	0
Charge cumulée d'amortissement des investissements R&D	946.238	1.220.765	428.274	517.605	544.757	437.482	239.139	116.482	32.547	-	-
Charges d'amortissement des investissements R&D déjà intégrées dans le RA											
Charge cumulée amortissement des investissements R&D	946.238	1.220.765	428.274	517.605				0	0	0	0
Charge amo investissements R&D déduites des coûts contrôlables	946.238	1.220.765	428.274	517.605							
Charge cumulée nette amo investissements R&D	0	0	0	0							
Charge cumulée nette indexée amo investissements R&D	0	0	0	0							
Charges d'amortissement IT additionnelles							239.139	116.482	32.547	0	0

4.3. Synthèse des budgets liés au déploiement des compteurs communicants

4.3.1. Budget initial

Le tableau suivant reprend le budget initial des charges et produits relatifs au déploiement des compteurs communicants pour les années 2025-2029 découlant des hypothèses de calcul d'ORES. Le montant total du budget s'élève à **54.831.780€** pour la période régulatoire 2025-2029.

TABLEAU 29 BUDGET INITIAL DES CHARGES ET PRODUIT RELATIFS AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DES ANNEES 2025-2029

COUTS ADDITIONNELS COMPTEURS COMMUNICANTS ELECTRICITE						
	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029	B2025-2029
CNI réseau additionnelles	4.005.470	5.165.622	6.463.654	6.040.659	6.049.985	27.725.391
CNI IT additionnelles	892.096	892.096	892.096	892.096	824.528	4.392.914
CNI R&D additionnelles	239.139	116.482	32.547	-	-	388.169
Charges opérationnelles IT	2.152.859	2.248.806	2.409.228	2.560.127	2.679.128	12.050.148
Charges opérationnelles hors IT	2.176.700	1.505.124	1.930.323	2.234.414	2.428.597	10.275.158
TOTAL CHARGES DEPLOIEMENT COMPTEURS COMMUNICANTS	9.466.265	9.928.130	11.727.849	11.727.297	11.982.238	54.831.780

4.3.2. Respect de l'impact marginal

L'article 16 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 définit les règles permettant de vérifier que la charge tarifaire du déploiement des compteurs communicants n'impacte que marginalement la facture des utilisateurs du réseau conformément à l'article 4, § 2, 22°, du décret tarifaire.

La CWaPE constate que le budget calculé par ORES excède le plafond calculé selon les règles de la méthodologie tarifaire et ce selon les deux options prévues par la méthodologie tarifaire :

Détermination de l'impact marginal						
Option 1 : budgets annuels						
	2025	2026	2027	2028	2029	
Indice santé	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%
Budget smart (en euros)	9.466.264,82 €	9.928.130,45 €	11.727.849,30 €	11.727.297,04 €	11.982.237,95 €	
Volumes de prélèvements BT à l'exclusion des volumes relatifs à l'Eclairage Public (en kWh)	5.444.606.901,16	5.444.606.901,16	5.444.606.901,16	5.444.606.901,16	5.444.606.901,16	
Impact de la charge tarifaire budgétée	€ 0,001739/kWh	€ 0,001823/kWh	€ 0,002154/kWh	€ 0,002154/kWh	€ 0,002201/kWh	
Montant de l'impact marginal en €/kWh	€ 0,001760/kWh	€ 0,0018080/kWh	€ 0,0018405/kWh	€ 0,0018736/kWh	€ 0,0019074/kWh	
	OK	NOK	NOK	NOK	NOK	
Option 2 : lissage budget total						
	2025	2026	2027	2028	2029	
Indice santé	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%	1,800%
Budget smart (en euros)	10.966.355,91 €	10.966.355,91 €	10.966.355,91 €	10.966.355,91 €	10.966.355,91 €	
Volumes de prélèvements BT à l'exclusion des volumes relatifs à l'Eclairage Public (en kWh)	5.444.606.901,16	5.444.606.901,16	5.444.606.901,16	5.444.606.901,16	5.444.606.901,16	
Impact de la charge tarifaire budgétée	€ 0,002014/kWh	€ 0,002014/kWh	€ 0,002014/kWh	€ 0,002014/kWh	€ 0,002014/kWh	
Montant de l'impact marginal en €/kWh	€ 0,001760/kWh	€ 0,0018080/kWh	€ 0,0018405/kWh	€ 0,0018736/kWh	€ 0,0019074/kWh	
	NOK	NOK	NOK	NOK	NOK	
	9.669.622	9.843.675	10.020.861	10.201.237	10.384.859	

Afin de respecter les dispositions de l'article 16 de la méthodologie tarifaire, ORES a procédé à une **réduction de 4,7M€ du budget de déploiement des compteurs communicants.**

4.3.3. Budget final

Le tableau suivant reprend le budget final des charges et produits relatifs au déploiement des compteurs communicants pour les années 2025-2029 après la réduction de coûts. Le montant total du budget s'élève à **50.120.254€** pour la période réglementaire 2025-2029.

TABEAU 30 BUDGET FINAL DES CHARGES ET PRODUIT RELATIFS AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DES ANNEES 2025-2029

COUTS ADDITIONNELS COMPTEURS COMMUNICANTS ELECTRICITE						
	B2025	B2026	B2027	B2028	B2029	B2025-2029
CNI réseau additionnelles	4.005.470	5.165.622	6.463.654	6.040.659	6.049.985	27.725.391
CNI IT additionnelles	892.096	892.096	892.096	892.096	824.528	4.392.914
CNI R&D additionnelles	239.139	116.482	32.547	-	-	388.169
Charges opérationnelles IT	2.152.859	2.248.806	2.409.228	2.560.127	2.679.128	12.050.148
Charges opérationnelles hors IT	2.176.700	1.505.124	1.930.323	2.234.414	2.428.597	10.275.158
TOTAL CHARGES DEPLOIEMENT COMPTEURS COMMUNICANTS	9.466.265	9.928.130	11.727.849	11.727.297	11.982.238	54.831.780
Réduction	- 942.305	- 942.305	- 942.305	- 942.305	- 942.305	- 4.711.526
TOTAL CHARGES DEPLOIEMENT COMPTEURS COMMUNICANTS	8.523.960	8.985.825	10.785.544	10.784.992	11.039.933	50.120.254

4.4. Classification entre charges fixes et variables

Conformément à l'article 15 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, le gestionnaire de réseau de distribution classe les charges nettes relatives au déploiement des compteurs communicants en deux catégories : « charges nettes fixes » et « charges nettes variables ».

TABLEAU 31 CHARGES NETTES FIXES ET VARIABLES RELATIVES AU DEPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS DES ANNEES 2025 A 2029

DISTINCTION COÛTS FIXES/VARIABLES					
Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges nettes variables	5.968.770	7.503.820	9.165.972	9.042.765	9.284.598
Charges amortissement additionnelles	812.089	2.183.705	3.667.035	4.588.877	5.278.195
Charges de désaffectation additionnelles	3.193.382	2.981.917	2.796.619	1.451.782	771.790
Post projet - Cloud Azure	573.060	693.527	822.120	923.010	1.008.788
Coûts portail client variable	83.561	104.284	105.945	108.735	109.783
Coûts de communication des compteurs communicants	1.306.679	1.540.388	1.774.252	1.970.360	2.116.042
Charges nettes fixes	3.497.495	2.424.310	2.561.877	2.684.532	2.697.640
CNI IT additionnelles	892.096	892.096	892.096	892.096	824.528
CNI R&D additionnelles	239.139	116.482	32.547	0	0
Ressources externes	0	0	0	0	0
Ressources externes forfaitaires	0	0	0	0	0
Post projet - Licences prism	1.468	1.468	1.468	1.468	1.468
Post projet - ressources interne	363.741	354.762	367.179	384.282	397.754
Post projet - ressources externe	875.242	848.338	866.089	896.205	914.908
Post projet - CR HES MDC 1	96.533	96.533	96.533	96.533	96.533
Post projet - CR HES MDC 2	112.416	112.416	112.416	112.416	112.416
Coûts portail client fixe	46.839	37.478	37.478	37.478	37.478
Control room	419.533	759.293	948.259	1.271.724	1.430.690
Call center	392.093	399.566	407.166	289.538	232.882
Coûts de marketing et communication	156.097	158.906	161.759	105.123	77.422
coûts de PPP	872.517	0	0	0	0
Coûts de gestion des déchets	62.657	65.256	67.864	37.901	23.503
Coûts entretiens CàB	-190.779	-194.213	-197.709	-201.268	-204.891
Coûts activations CàB/SM	-279.468	-284.498	-289.619	-294.832	-300.139
Coûts coupures défaut de pmt	-156.594	-159.413	-162.282	-165.203	-168.177
Coûts de rechargement Rémun Bureaux d'accueil	-170.145	-620.762	-617.099	-613.740	-610.573
Coûts de rechargement cartes prépayées	-76.119	-77.490	-78.884	-80.304	-81.750
Coûts coupures MOZA	-75.284	-76.639	-78.019	-79.423	-80.853
Coûts coupures EOC	-5.177	-5.270	-5.365	-5.461	-5.560
Talexus	-79.309	0	0	0	0
Réduction Volontaire de coûts (cf. courrier d'accompagnement)	-942.305	-942.305	-942.305	-942.305	-942.305
TOTAL CHARGES DEPLOIEMENT COMPTEURS COMMUNICANTS	8.523.960	8.985.825	10.785.544	10.784.992	11.039.933

4.5. Coûts variables unitaires

COÛTS VARIABLES UNITAIRES					
Intitulé	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Charges amortissement additionnelles	812.089	2.183.705	3.667.035	4.588.877	5.278.195
Nombre cumulé de compteurs smart placés	430.123	533.248	636.477	708.586	765.558
Coût unitaire amortissements	1,888038605	4,095101881	5,761458046	6,476108897	6,89456821
Charges désaffectation additionnelles	3.193.382	2.981.917	2.796.619	1.451.782	771.790
Nombre de compteurs smart placés	103.018	103.125	103.229	72.109	56.973
Coût unitaire désaffectations	30,99822675	28,91549433	27,0914543	20,13328562	13,54660476
Post projet - Cloud Azure	573.060	693.527	822.120	923.010	1.008.788
Nombre cumulé de compteurs smart placés	430.123	533.248	636.477	708.586	765.558
Coût unitaire à préciser	1,332317313	1,300571213	1,291672938	1,30260978	1,317715382
Coûts portail client variable	83.561	104.284	105.945	108.735	109.783
Nombre cumulé de compteurs smart placés	430.123	533.248	636.477	708.586	765.558
Coût unitaire à préciser	0,194271378	0,195563206	0,166455472	0,153453206	0,14340202
Coûts de communication des compteurs	1.306.679	1.540.388	1.774.252	1.970.360	2.116.042
Nombre cumulé de compteurs smart placés	430.123	533.248	636.477	708.586	765.558
Coût unitaire à préciser	3,03792025	2,888688461	2,787614622	2,780695075	2,764050901

5. LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE (MBE_N)

5.1. Dispositions tarifaires

Selon l'article 18 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, la marge bénéficiaire se calcule, pour chaque année de la période régulatoire, selon la formule suivante :

$$MBE \text{ budgétée } _N = (RAB \text{ budgétée hors plus-value de réévaluation}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé}) + (\text{plus-value de réévaluation budgétée}_N \times \text{pourcentage de rendement autorisé}'_N)$$

Avec :

- N = année d'exploitation de la période régulatoire 2025-2029 ;
- RAB budgétée hors plus-value de réévaluation_N = base d'actifs régulés budgétée de l'année N, hors plus-value de réévaluation, déterminée conformément à l'article 25 ;
- Pourcentage de rendement autorisé = pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation déterminé conformément aux dispositions des articles 31 et 32 ;
- Plus-value de réévaluation budgétée_N = plus-value de réévaluation budgétée de l'année N déterminée conformément à l'article 27 ;
- Pourcentage de rendement autorisé'_N = pourcentage de rendement autorisé de l'année N, applicable à la plus-value de réévaluation, déterminé conformément aux dispositions des articles 33 et 34.

5.2. Détermination de la marge bénéficiaire équitable

La marge équitable budgétée pour les années 2025 à 2029 est reprise dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 32 SYNTHÈSE DE LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE 2025-2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Marge équitable	110.065.956	110.593.095	112.294.012	115.018.232	118.357.196
Marge équitable applicable sur la RAB hors PV de réévaluation	88.467.342	91.776.496	96.121.553	101.352.070	107.057.298
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 OSP	154.379	111.362	74.047	42.410	18.660

5.3. La base d'actifs régulés

5.3.1. Dispositions tarifaires

Les dispositions visées à l'article 20, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029, définissent la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation du gestionnaire de réseau comme la valeur nette comptable des éléments suivants, pour autant qu'ils fassent partie de l'activité régulée du gestionnaire de réseau et qu'ils soient approuvés par la CWaPE :

- 1° les immobilisations corporelles ;
- 2° les immobilisations incorporelles liées aux projets informatiques telles qu'approuvées par le réviseur, dissociées du matériel, acquises ou créées pour la gestion des activités régulées (à partir du 1^{er} janvier 2014) ;
- 3° les immobilisations en cours.

5.3.2. Détermination de la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation

Les dispositions visées à l'article 23, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029 définissent la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation comme la valeur nette comptable au 31 décembre 2022 de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation augmentée des valeurs d'acquisition des investissements « réseau » et « hors réseau » et déduite de la valeur nette comptable des actifs régulés mis hors service, des amortissements, des interventions clients et subsides, des années 2023 et 2024.

La valeur nette comptable de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation au 31/12/2022 s'élève à **2.074.758.171€** et la valeur nette comptable de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation au 31/12/2024 s'élève à **2.166.025.023€**. Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation entre le 31 décembre 2022 et le 31 décembre 2024 :

TABLEAU 33 SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS ENTRE 2023 ET 2024

	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	2.074.758.171	2.116.621.609
Investissements	251.395.811	271.636.688
Interventions clients	-86.629.298	-87.806.203
Subsides	0	-19.268.319
Désinvestissements	-14.217.525	-15.934.027
Amortissements	-101.744.610	-99.224.727
RAB Couvin	-6.940.940	
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	2.116.621.609	2.166.025.022

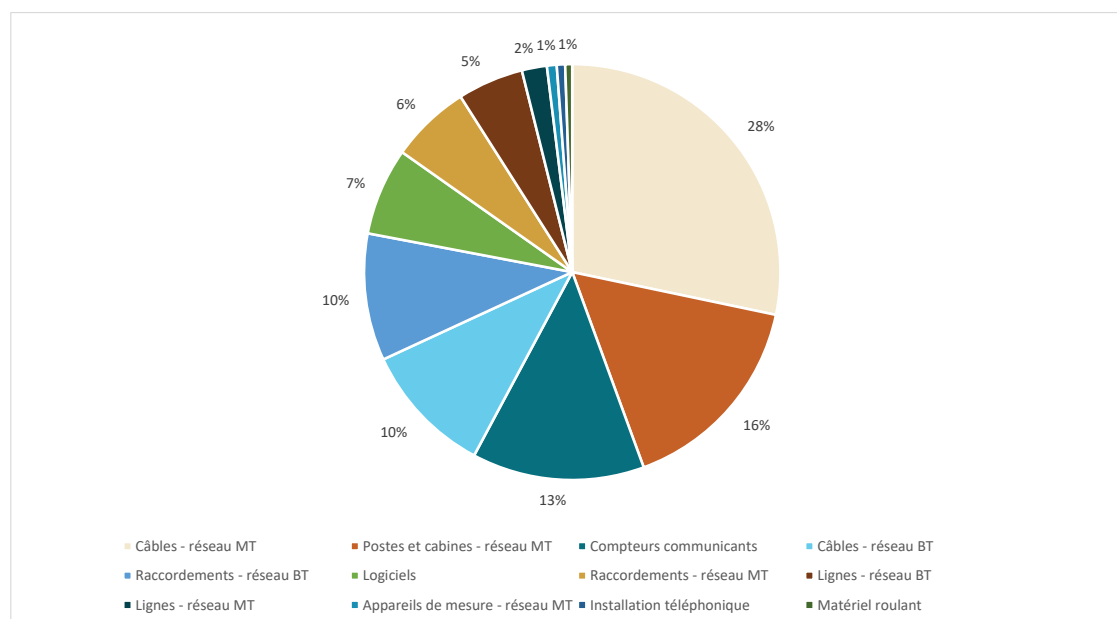
On constate que la valeur des actifs régulés augmente de **4%** entre le 1^{er} janvier 2023 et le 31 décembre 2024. Cette augmentation provient des investissements bruts budgétés au cours des années 2023 et 2024 dont le total s'élève à **523 M€** desquels sont déduits les interventions clients (-174 M€), les subsides (-19 M€), les désinvestissements (-30 M€), les charges cumulées d'amortissement (-201 M€) et la valeur de la RAB de Couvin (-7 M€) à la suite du transfert du réseau à l'AIESH au 1^{er} janvier 2024.

Les principaux investissements sont les câbles MT (28%), les postes et cabines MT (16%), les compteurs communicants (13%), les câbles BT (10%), les raccordements BT (10%), les logiciels informatiques (7%).

TABLEAU 34 INVESTISSEMENTS BRUTS DES ANNEES 2023 ET 2024

	Budget 2023	Budget 2024	Total	%
Câbles - réseau MT	70.260.321	75.349.686	145.610.007	28%
Postes et cabines - réseau MT	38.087.362	44.849.701	82.937.063	16%
Compteurs communicants	34.975.470	32.956.730	67.932.200	13%
Câbles - réseau BT	25.070.862	27.861.611	52.932.473	10%
Raccordements - réseau BT	24.496.134	26.366.580	50.862.714	10%
Logiciels	15.199.597	19.758.244	34.957.841	7%
Raccordements - réseau MT	15.558.241	16.376.605	31.934.846	6%
Lignes - réseau BT	12.250.013	14.082.718	26.332.731	5%
Lignes - réseau MT	4.401.266	5.605.875	10.007.141	2%
Appareils de mesure - réseau MT	1.898.552	1.998.416	3.896.968	1%
Installation téléphonique	1.707.792	1.630.277	3.338.070	1%
Matériel roulant	1.875.000	912.688	2.787.688	1%
Outillage et machines	1.201.328	1.190.595	2.391.923	0%
Batiments administratifs	1.975.380	0	1.975.380	0%
Réseau fibre-optique	826.140	645.176	1.471.316	0%
Installations diverses	1.060.639	314.720	1.375.359	0%
Terrains	0	1.068.360	1.068.360	0%
TCC, télécommande, installation dispatch	394.352	629.367	1.023.719	0%
Mobilier	157.360	39.340	196.700	0%
Terrains	0	0	0	0%
Bâtiments techniques	0	0	0	0%
Postes et cabines - réseau BT	0	0	0	0%
Raccordements - transformation MT	0	0	0	0%
Raccordements - transformation BT	0	0	0	0%
Appareils de mesure - réseau BT	0	0	0	0%
Compteurs à budget	0	0	0	0%
Installation administrative (informatique)	0	0	0	0%
Installation labo	0	0	0	0%
	251.395.811	271.636.688	523.032.499	100%

GRAPHIQUE 2 REPARTITION DES INVESTISSEMENTS BRUTS CUMULES DES ANNEES 2023 ET 2024 PAR TYPE D'ACTIFS



5.3.3. Evolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation à partir du 1^{er} janvier 2025

Les dispositions visées à l'article 25, § 1^{er}, de la méthodologie tarifaire 2025-2029 définissent l'évolution de la valeur initiale de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation comme la valeur nette budgétée au 31 décembre 2024 augmentée des valeurs d'acquisition des investissements « réseau » et « hors réseau », et de laquelle sont déduits la valeur nette comptable des actifs régulés mis hors service, les amortissements, les interventions clients et subsides, des années concernées.

La base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation de départ au 1^{er} janvier 2025 s'élève à **2.166.025.022€** et la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation finale au 31 décembre 2029 s'élève à **2.731.463.951€**.

Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de la base d'actifs régulés hors plus-value de réévaluation entre le 1^{er} janvier 2025 et le 31 décembre 2029 :

TABLEAU 35 SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA BASE D'ACTIFS RÉGULÉS HORS PLUS-VALUE DE RÉÉVALUATION DE 2025 A 2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Valeur des actifs régulés au 01/01/N	2.166.025.022	2.235.351.741	2.328.236.903	2.449.294.739	2.586.438.081
Investissements	303.841.598	335.950.039	363.841.386	366.466.027	381.988.204
Interventions clients	-89.419.640	-90.959.621	-92.556.096	-94.182.925	-95.845.778
Subsides	-26.051.297	-27.963.704	-14.215.993	0	0
Désinvestissements	-14.266.663	-13.616.145	-18.587.843	-12.409.122	-11.844.750
Amortissements	-104.777.279	-110.525.409	-117.423.618	-122.730.637	-129.271.806
Valeur des actifs régulés au 31/12/N	2.235.351.741	2.328.236.903	2.449.294.739	2.586.438.081	2.731.463.951

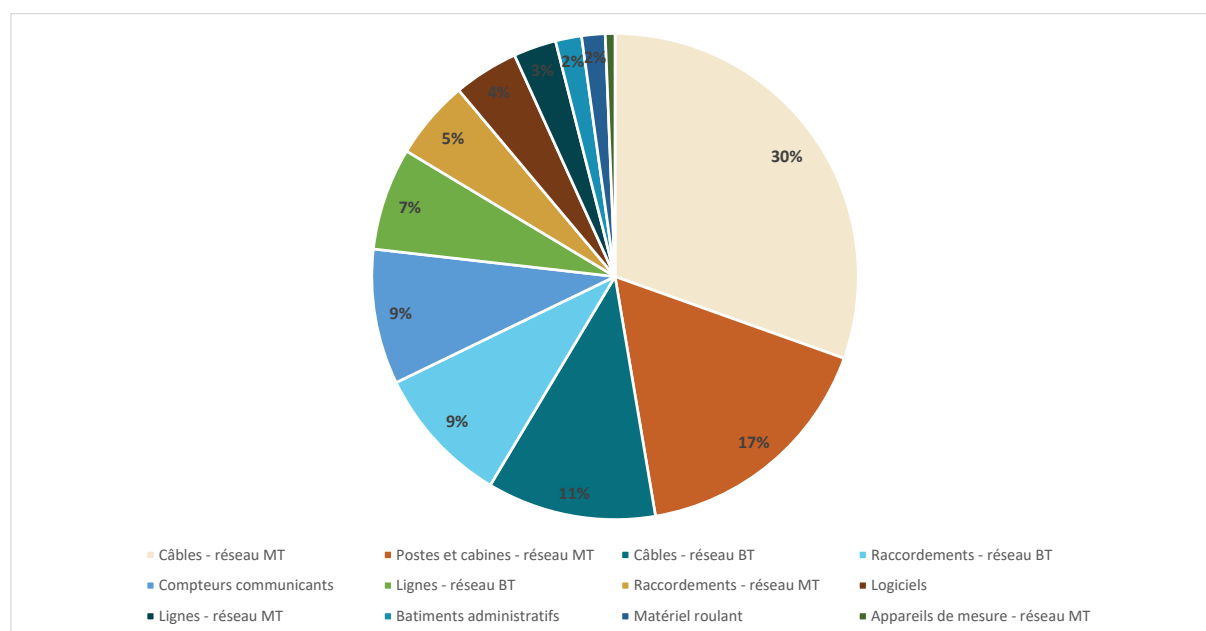
On constate que la valeur des actifs régulés augmente de **26%** entre le 1^{er} janvier 2025 et le 31 décembre 2029. Cette augmentation provient des investissements bruts budgétés au cours des années 2023 et 2024 dont le total s'élève à **1.752 M€** desquels sont déduits les interventions clients (**-463 M€**), les subsides (**-68 M€**), les désinvestissements (**-71 M€**) et les charges cumulées d'amortissement (**-585 M€**).

Les principaux investissements sont les câbles MT (30%), les postes et cabines MT (17%), les câbles BT (11%), les raccordements BT (19%) et les compteurs communicants (9%).

TABLEAU 36 INVESTISSEMENTS BRUTS DES ANNEES 2025 A 2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029	B2025-2029
Câbles - réseau MT	83.747.224	93.894.726	106.634.883	117.177.467	126.134.953	527.589.252
Postes et cabines - réseau MT	54.683.693	54.533.908	56.617.453	60.875.550	65.529.933	292.240.538
Câbles - réseau BT	31.599.408	35.790.760	39.841.814	42.607.972	44.759.993	194.599.947
Raccordements - réseau BT	28.191.323	30.304.953	32.290.416	34.053.877	35.212.690	160.053.259
Compteurs communicants	33.644.710	34.594.763	35.676.240	27.693.388	24.152.322	155.761.422
Lignes - réseau BT	16.888.202	20.800.288	24.175.659	26.900.944	29.299.177	118.064.269
Raccordements - réseau MT	16.998.916	17.627.876	18.280.107	18.956.471	19.468.296	91.331.664
Logiciels	14.972.243	14.972.243	14.972.243	14.972.243	14.972.243	74.861.217
Lignes - réseau MT	7.222.782	8.532.233	9.893.632	11.600.348	11.913.558	49.162.552
Batiments administratifs	1.968.420	12.693.000	14.462.990	946.700	0	30.071.110
Matériel roulant	4.932.033	5.166.892	5.401.751	5.636.609	5.871.468	27.008.753
Appareils de mesure - réseau MT	2.074.356	2.151.107	2.230.698	2.313.234	2.375.691	11.145.086
Outillage et machines	1.212.780	1.234.965	1.257.150	1.279.335	1.301.520	6.285.750
Installations administratives	2.305.530	782.862	872.892	0	0	3.961.284
Installations diverses	705.757	1.098.615	353.666	793.006	393.006	3.344.051
Installation téléphonique	1.093.265	1.052.681	100.000	100.000	100.000	2.445.946
Réseau fibre-optique	645.176	354.060	354.060	393.400	393.400	2.140.096
Mobilier	73.918	293.295	354.920	94.670	39.143	855.946
Terrains	721.720	0	0	0	0	721.720
TCC, télécommande, installation dispatc	160.142	70.812	70.812	70.812	70.812	443.390
Terrains	0	0	0	0	0	0
Bâtiments techniques	0	0	0	0	0	0
Postes et cabines - réseau BT	0	0	0	0	0	0
Raccordements - transformation MT	0	0	0	0	0	0
Raccordements - transformation BT	0	0	0	0	0	0
Appareils de mesure - réseau BT	0	0	0	0	0	0
Compteurs à budget	0	0	0	0	0	0
Installation labo	0	0	0	0	0	0
	303.841.598	335.950.039	363.841.386	366.466.027	381.988.204	1.752.087.253

GRAPHIQUE 3 REPARTITION DES INVESTISSEMENTS BRUTS CUMULES DES ANNEES 2025 A 2029



5.3.4. Détermination de la valeur initiale de la plus-value de réévaluation

Les dispositions de l'article 24 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 définissent la valeur initiale de la plus-value de réévaluation comme la valeur nette comptable au 31 décembre 2022 de la plus-value de réévaluation de laquelle sont déduites la partie de la plus-value iRAB relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant des années 2023 et 2024 et la partie de la plus-value indexation historique relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant des années 2023 et 2024.

La valeur nette comptable de la plus-value de réévaluation au 31/12/2022 s'élève à **576.052.689€** et la valeur nette comptable de la plus-value de réévaluation au 31/12/2024 s'élève à **540.714.225€**. Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de la plus-value de réévaluation entre le 31 décembre 2022 et le 31 décembre 2024 :

TABLEAU 37 SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA PLUS-VALUE DE REÉVALUATION DE 2023 A 2025

	Meilleure estimation 2023	Meilleure estimation 2024
Valeur de la plus-value de réévaluation au 01/01/N	576.052.689	557.120.989
Désinvestissements	-16.481.225	-16.406.765
Plus-value Couvin	-2.450.475	
Valeur de la plus-value de réévaluation au 31/12/N	557.120.989	540.714.225

5.3.5. Evolution de la plus-value de réévaluation à partir du 1er janvier 2025

Les dispositions visées à l'article 27 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 définissent l'évolution de la valeur initiale de la plus-value de réévaluation comme la valeur nette budgétée au 31 décembre 2024 de laquelle sont déduites la partie de la plus-value iRAB relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant des années concernées et la partie de la plus-value indexation historique relative aux immobilisations corporelles régulées mises hors service dans le courant des années concernées.

La plus-value de réévaluation de départ au 1^{er} janvier 2025 s'élève à **540.714.225€** et la plus-value de réévaluation finale au 31 décembre 2029 s'élève à **458.700.468€**. Le tableau ci-dessous reprend l'évolution de la plus-value de réévaluation entre le 1er janvier 2025 et le 31 décembre 2029 :

TABLEAU 38 SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DE LA PLUS-VALUE DE REÉVALUATION DE 2025 A 2029

	Budget 2025	Budget 2026	Budget 2027	Budget 2028	Budget 2029
Valeur de la plus-value de réévaluation au 01/01/N	540.714.225	524.308.596	507.903.841	491.500.940	475.099.617
Désinvestissements	-16.405.628	-16.404.755	-16.402.901	-16.401.323	-16.399.149
Valeur de la plus-value de réévaluation au 31/12/N	524.308.596	507.903.841	491.500.940	475.099.617	458.700.468

6. LA QUOTE-PART DES SOLDES REGULATOIRES (SR_N)

6.1. Dispositions tarifaires

L'article 59 de la méthodologie tarifaire 2025-2029 autorise l'inclusion des charges ou produits permettant la répercussion des soldes régulatoires des années précédentes, conformément aux décisions d'approbation et d'affectation des soldes régulatoires rendues par la CWaPE.

6.2. Détermination de la quote-part des soldes régulatoires des années précédentes

Le tableau ci-dessous reprend les soldes régulatoires approuvés

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	SR SMART	Autre SR (2022)	TOTAL	
Solde de distribution	822.547	663.208	-8.604.718	-21.337.188	-19.002.579	-22.879.225	-884.973	36.741.283	925.898	-33.555.747	
Solde transport										0	
Solde régulateur	0	822.547	663.208	-8.604.718	-21.337.188	-19.002.579	-22.879.225	-884.973	36.741.283	925.898	-33.555.747

Légende :

- solde négatif = actif régulateur = créance tarifaire
- solde positif = passif régulateur = dette tarifaire

Le tableau ci-dessous détaille l'affectation des soldes régulatoires approuvés

TABLEAU 39 AFFECTATION DES SOLDES REGULATOIRES

		Montant déjà affectés dans les tarifs de distribution									
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	SR SMART	Autre SR	
Année d'affectation	2016										0
	2017										0
	2018										0
	2019										0
	2020										0
	2021										0
	2022	-164.509	-132.642	1.720.944	4.267.438	3.800.516					9.491.746
	2023	-329.019	-265.283	3.441.887	8.534.875	7.601.032					18.983.492
	2024										0
	2025										0
	2026										0
	2027										0
	2028										0
2029										0	
2030										0	
Solde régulateur non affecté		329.019	265.283	-3.441.887	-8.534.875	-7.601.032	-22.879.225	-884.973	36.741.283	925.898	-5.080.509

La proposition de revenus autorisés électricité 2025-2029 d'ORES Assets du 19 mars 2024 n'inclut aucun solde régulateur. Le GRD aura la possibilité, lors du dépôt de sa proposition de tarifs périodiques 2025 et de sa proposition de tarifs périodiques 2026-2029 d'affecter une quote-part des soldes régulatoires approuvés aux tarifs de distribution des années 2025 à 2029. A la date du dépôt de la proposition de revenu autorisé 2025-2029, le montant total des soldes régulatoires électricité approuvés résiduels d'ORES Assets constitue un actif régulateur qui s'élève à **5.080.509€**.